

Grado Ingeniería en Tecnologías Industriales
2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Diseño de Torre de Concentración Solar”

Adrián Martínez Moris

Tutor:

Jesús Gómez Hernández

Universidad Carlos III de Madrid 12/07/2018



[Incluir en el caso del interés de su publicación en el archivo abierto]

Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons

Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TRABAJO FIN DE GRADO **DISEÑO DE TORRE DE CONCENTRACIÓN SOLAR**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y FLUIDOS

INGENIERÍA INDUSTRIAL: ESPECIALIDAD EN ENERGÍAS.

Autor: Adrián Martínez Moris.

Tutor: Jesús Gómez Hernández.

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS.....	10
OBJETIVOS.....	11
PRESENTACIÓN.....	11
OBJETIVO.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
ESTRUCTURA.....	14
INTRODUCCIÓN.....	16
1.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL.....	16
1.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA DE ESPAÑA.....	18
1.3. ENERGÍA SOLAR.....	21
1.3.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
1.3.2. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	22
ESTADO DEL ARTE.....	23
2.1. CSP.....	23
2.2. DEFINICIÓN.....	23
2.3. TIPOS DE CENTRALES CSP.....	24
2.3.1. CILINDRO-PARABÓLICOS (CCPs o “troughs”).....	24
2.3.2. SISTEMAS DISCO STIRLING.....	28
2.3.2. TORRE SOLAR.....	31
2.3.3. TORRE SOLAR EN ESPAÑA.....	34
TECNOLOGÍA LINEAL FRESNEL.....	37
3.1. INTRODUCCIÓN.....	37
3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA FRESNEL.....	38
3.3. FLUIDOS DE TRABAJO.....	41
3.3.1. FLUIDOS DE TRABAJO GASEOSOS.....	41
3.3.2. FLUIDOS DE TRABAJO LÍQUIDOS.....	41
3.3.3. FLUIDOS DE TRABAJO “SÓLIDOS FUNDIDOS”.....	42
3.4. EFICIENCIA.....	42
3.4.1. ÓPTICA.....	42
3.4.2. TÉRMICA.....	43
3.5. PÉRDIDAS.....	43
3.5.1. PÉRDIDAS DE DISEÑO.....	43

3.5.2. PÉRDIDAS DEBIDO A LAS CONDICIONES ATMOSFÉRICAS.	45
3.5.3. PÉRDIDAS EN EL RECEPTOR.....	46
3.6. ACTUALIDAD	47
3.6.1. PUERTO ERRADO 1	47
3.6.2. PUERTO ERRADO 2	47
TECNOLOGÍA BEAM DOWN	49
4.1. INTRODUCCIÓN	49
4.2. PRINCIPIOS DEL REFLECTOR EN LA TORRE.	49
APLICACIONES TECNOLOGÍA BEAM-DOWN	52
5.1. PARTICLES FLUIDIZED BED RECEIVER/REACTOR TEST WITH QUARTZ SAND PARTICLES	52
5.1.1. BEAM-DOWN SYSTEM.....	52
5.2. THE MASDAR INSTITUTE SOLAR PLATFORM: A NEW RESEARCH FACILITY IN THE UAE	55
5.2.1. BEAM-DOWN SYSTEM.....	55
5.2.2. HOT OIL LOOP.....	57
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	58
6.1. HIPÉRBOLA	58
6.2. ÁNGULOS SOLARES.....	59
6.2.1. ÁNGULO DECLINACIÓN	59
6.2.2. ÁNGULO HORARIO: ω	62
6.2.3. ÁNGULO ALTITUD SOLAR: α_s	62
6.2.4. ÁNGULO ACIMUTAL: γ_s	62
6.3. FUNDAMENTOS ÓPTICOS.....	63
METODOLOGÍA DE CÁLCULO / MODELO TEÓRICO.....	65
7.1. INTRODUCCIÓN	65
7.2. DISEÑO DEL LFRSC	65
7.3. MÉTODO ITERATIVO	66
RESULTADOS	69
8.1. DESCRIPCIÓN PRIMERA APROXIMACIÓN	69
8.2. ESTUDIO EN FUNCIÓN DE LA HORA	75
8.2.1. CONDICIONES INICIALES.....	76
8.2.2. RESULTADOS FINALES ÁNGULOS SOLARES.....	77
8.2.3. ADAPTACIÓN HIPÉRBOLA.....	79

8.3. ESTUDIO COMPLETO	85
8.3.1. SOMBREADO EN FUNCIÓN DE LA HORA.....	85
8.3.2. ALTURA VÉRTICE HIPÉRBOLA vs ALTURA FOCAL.....	89
8.3.3. ALTURA FOCO vs ANCHO RECEPTOR HIPERBÓLICO.....	90
8.3.4. ALTURA RECEPTOR INTERMEDIO vs ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL.....	95
8.3.5. RENDIMIENTO PARCIAL DE CADA ESPEJO vs ALTURA RECEPTOR HIPERBÓLICO. ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL VARIABLE.....	96
8.3.6. RENDIMIENTO PARCIAL DE CADA ESPEJO vs ALTURA RECEPTOR HIPERBÓLICO. ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL FIJADA	105
8.3.7. ESTUDIO RENDIMIENTO GLOBAL DESDE EL AMANECER HASTA EL ANOCHECER	113
CONCLUSIONES FINALES	116
BIBLIOGRAFÍA.....	117

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Evolución de la Población y el consumo de energía en el último milenio. [4]...	17
Fig. 2. Consumo energético mundial desde el siglo XIX hasta el siglo XXI. [25]	18
Fig. 3. Consumo de energía primaria en 2016. [26]	19
Fig. 4. Evolución de la dependencia energética en España. [26]	20
Fig. 5. Producción interior de energía en España en el año 2016. [26]	21
Fig. 6. Central de “Parabolic Trough” situada en la India. [27]	23
Fig. 7. Planta CSP Torre Solar de Abengoa (Sevilla, España) [21]	24
Fig. 8. Esquema propiedades de reflexión de la parábola. [24].....	24
Fig. 9. Esquema Central Cilindro-Parabólica. [18]	25
Fig. 10. Central Cilindro Parabólica en Sudáfrica. [23]	26
Fig. 11. Disco Stirling situado en Dubai perteneciente a la empresa sueca Cleanergy. [28]	28
Fig. 12. Esquema 2 Disco Stirling [29]	29
Fig. 13. Esquema Disco Stirling [19]	29
Fig. 14. Instalación de Torre Solar en Dubai perteneciente al consorcio entre "Saudi Arabia's ACWA Power and China's Shanghai Electric". [30]	31
Fig. 15. Esquema de almacenamiento térmico característico de una Torre Solar [31] ..	32
Fig. 16. PS-10 y PS-20 en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) [24].....	35
Fig. 17. PS-10 [24]	35
Fig. 18. PS-20 [32]	36
Fig. 19. Planta de tecnología Fresnel perteneciente a la empresa Natura Eco Eenergy Pvt. Ltd. situada en la localidad de Rajkot en la India. [33].....	37
Fig. 20. Esquema de sistema CLF donde el rayo de sol (naranja) incide perpendicularmente al suelo y es reflejado por el espejo hacia el receptor. [24]	38
Fig. 21. Esquema de ciclo termodinámico de la planta PE2. [34].....	39
Fig. 22. Variación del valor del $\cos(\theta)$ durante un año en ambas [9].....	43
Fig. 23. Distribución de un campo de heliostatos. Los colores indican la eficiencia de cada espejo cuya leyenda aparece en la derecha del gráfico, los otros dos ejes muestran la distancia en metros a la torre. [36].....	44
Fig. 24. Esquema factor coseno. [29]	44
Fig. 25. Esquema área reflexiva para heliostatos situados al norte y al sur de la torre. [29]	44
Fig. 26. Esquema pérdidas por bloqueo [29].....	45
Fig. 27. Esquema pérdidas por sombra [29].....	45
Fig. 28. Esquema atenuación atmosférica. [29]	46
Fig. 29. 30MW Fresnel Plant Puerto Errado 2. Murcia, Spain. [34].....	48
Fig. 30. Principios ópticos de reflexión en el reflector intermedio: a) espejo hiperboloide; b) espejo elipsoide. [2]	50
Fig. 31. Consecuencias del desplazamiento en vertical del receptor intermedio. En las figuras a) y b) se muestra un receptor en forma de hiperboloide y en las figuras c) y d) aparece el receptor en forma de elipsoide. [2].....	51
Fig. 32. Esquema del camino que siguen los rayos solares desde el sol hasta acabar en el segundo foco de la elipse donde se sitúa el receptor principal. [21]	53

Fig. 33. Detalles Planta Kodama, Japón. [21]	53
Fig. 34. Vista de los receptores elíptico y principal desde el suelo. [21]	54
Fig. 35. Masdar Institute Solar Platform en, Abu Dhabi (UAE) [22]	55
Fig. 36. Esquema Beam-Down de la instalación del Masdar Institute. [22]	55
Fig. 37. Posición en las 3 zonas A, B, y C. y Detalle de un heliostato [22]	56
Fig. 38. Disposición de los espejos presentes en el receptor parabólico. [22]	56
Fig. 39. Propiedades de las hipérbolas. [37]	59
Fig. 40. Representación del ángulo Declinación. [5]	60
Fig. 41. Variación de la EoT durante el año	61
Fig. 42. Ángulos principales de un colector solar. [6]	63
Fig. 43. Reflexión especular. [3]	64
Fig. 44. Linear Fresnel Solar Concentrator con heliostatos de anchura constante. [1] ..	66
Fig. 45. Rayo solar (amarillo) incidiendo perpendicularmente al suelo en la placa (azul)	70
Fig. 46. Rayo reflejado en la placa (rojo) y normal a la misma (negro).....	71
Fig. 47. Hipérbola Vertical [38]	72
Fig. 48. Esquema reflexión con el receptor hiperbólico (azul) y la recta tangente al mismo (negro y traza continua) dibujados.	73
Fig. 49. Aproximación 1 completa. El rayo magenta simula el recorrido del rayo solar una vez que ha impactado con el receptor parabólico. La recta verde simula la normal a la tangente de la hipérbola.	75
Fig. 50. Ángulos Altitud, Acimutal y Horario el 21 de Marzo en Madrid.	79
Fig. 51. Importancia excentricidad hipérbolas. [39]	81
Fig. 52. Estudio en función de la hora: 9:00 AM	82
Fig. 53. Estudio en función de la hora: 10:30 AM	83
Fig. 54. Estudio en función de la hora: 12:00 PM	83
Fig. 55. Estudio en función de la hora: 13:30 PM	84
Fig. 56. Estudio en función de la hora: 15:30 PM	84
Fig. 57. División de cada heliostato en N_divisiones para su estudio completo.....	85
Fig. 58. Detalle divisiones espejo 13:00 PM	86
Fig. 59. Detalle divisiones espejos 17:00 PM	86
Fig. 60. Relación entre el porcentaje de espejo sombreado para cada hora del día.	87
Fig. 61. Estudio del número de divisiones a utilizar	88
Fig. 62. Altura foco (aim point) vs Altura receptor secundario.	90
Fig. 63. Simulación de diseño con 20 espejos y receptor situado a 30m de altura. Detalles.	91
Fig. 64. Detalle inferior que muestra el número de heliostatos sombreados por el receptor intermedio.....	91
Fig. 65. Detalle superior de la esquina del receptor intermedio parabólico.	91
Fig. 66. Gráfico que relaciona la anchura con la altura del receptor intermedio para 50 espejos.	94
Fig. 67. Gráfico que relaciona la anchura con la altura del receptor intermedio para 100 espejos.	94
Fig. 68. Gráfico que muestra la relación entre la anchura del receptor principal y la altura del receptor secundario en función del valor de la excentricidad.	96
Fig. 69. Rendimiento parcial con excentricidad = 1,1	99

Fig. 70. Rendimiento parcial con excentricidad = 2.....	101
Fig. 71. Rendimiento parcial con excentricidad = 5.....	104
Fig. 72. Rendimiento global en función de los diferentes valores de la excentricidad.	105
Fig. 73. Rendimiento parcial con excentricidad = 1,1 y ancho fijado a 3,551m.	108
Fig. 74. Rendimiento global en función del valor de la excentricidad para anchura fijada a 3,551m.	113
Fig. 75. Rendimiento global de la planta en función de la hora del día y de la excentricidad del receptor intermedio. Para anchura fijada de 3,551m.....	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo energía Primaria en España años 2015 y 2016 en KTEP. [26]	19
Tabla 2. Comparación entre dos plantas de "Torre Solar" con dos plantas de CC. [19].	34
Tabla 3. Características heliostato Sanlúcar la Mayor. [20].....	34
Tabla 4. Comparación de tecnología Cilindro-Parabólica y linear Fresnel. [7]	40
Tabla 5. Importancia de las pérdidas en un campo de heliostatos.....	47
Tabla 6. Datos planta de producción de potencia de "Puerto Errado 2" [23].....	48
Tabla 7. Evolución de los ángulos solares desde el amanecer hasta el anochecer	78
Tabla 8. Sombreado en función de la hora.	87
Tabla 9 Definición constantes:	88
Tabla 10. Rend_global vs. Número de divisiones	88
Tabla 11. Altura receptor (aim point) vs Altura vértice receptor	89
Tabla 12. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 1,1.	92
Tabla 13. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 2	92
Tabla 14. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 5	93
Tabla 15. Anchura del receptor principal vs altura del receptor intermedio	95
Tabla 16. Rendimiento parcial. Excentricidad = 1,1	98
Tabla 17. Rendimiento parcial. Excentricidad = 2	101
Tabla 18. Rendimiento parcial. Excentricidad = 5	103
Tabla 19. Rendimiento parcial. Excentricidad = 1,1 (Ancho fijado = 3,551m)	107
Tabla 20. Rendimiento parcial. Excentricidad = 2 (Ancho fijado = 3,551m)	110
Tabla 21. Rendimiento parcial. Excentricidad = 5 (Ancho fijado = 3,551m)	112
Tabla 22. Rendimiento Global de la planta.	114

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría aprovechar esta página para dar las gracias a mi familia por todo el apoyo recibido durante los años de la carrera. Ha habido momentos buenos y momentos no tan buenos y habéis estado siempre ahí, conmigo. Gracias por vuestra paciencia, vuestro esfuerzo y por sacarme siempre una sonrisa cuando más la necesitaba.

Agradecer también a Jesús Gómez, tutor de mi proyecto por su ayuda y predisposición. Has sido un muy buen guía del Trabajo y me has ayudado cuando lo he necesitado. Gracias de verdad.

No podría olvidarme de ti, Zaira, gracias por estar siempre ahí. Han sido muchas horas de estudio y no podía haberlo hecho solo. Has sido uno de mis mayores apoyos.

Por último dar las gracias a todos mis compañeros y profesores que han pasado por mi etapa universitaria, de todos me llevo un trocito. En especial, gracias Pablo por echarme una mano de vez en cuando en más de una asignatura.

OBJETIVOS

PRESENTACIÓN

Mi nombre es Adrián Martínez Moris, estudiante del grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales en la universidad Carlos III de Madrid. Con este Trabajo de Fin de Grado, acabo una etapa en la que he aprendido mucho acerca del mundo de la ingeniería y especialmente, de la rama de las energías renovables que es donde finalmente me he especializado.

A partir de ahora, me incorporaré al mundo laboral preparado para enfrentarme a problemas reales de la vida ingenieril y seré capaz de resolverlos gracias a los conocimientos adquiridos en el grado.

OBJETIVO

El objetivo del proyecto es diseñar una instalación Termosolar que focalice la irradiación a nivel del suelo. Para ello se va a combinar la tecnología *Linear Fresnel* con la tecnología *Beam-Down*, que consiste en la instalación de un receptor intermedio de forma parabólica o hiperbólica entre los heliostatos y el receptor principal.

Al contrario que los diseños convencionales de *Linear Fresnel* donde únicamente se produce una reflexión, en este diseño se va a añadir una segunda reflexión para así poder concentrar toda la irradiación en una zona acotada y con ello disminuir las pérdidas ópticas. Se perseguirá un diseño de receptor cuya curvatura no sea demasiado pronunciada debido a que el coste de este tipo de espejos es alto.

Para su diseño y estudio óptimo posterior se va a utilizar un método iterativo que nos dará como resultado la posición e inclinación óptima de los espejos. Con ello se reducirán las pérdidas de bloqueos y sombreado. En una primera aproximación se estudiará el comportamiento de un solo espejo. Posteriormente se añadirán más espejos y se cambiará la hora de estudio. Por último se evaluará todo el ancho del espejo y no solo el punto medio.

RESUMEN

El Sol proporciona a la Tierra una gran cantidad de energía que la sociedad debe aprovechar para dejar de depender de los combustibles fósiles. La energía solar puede aprovecharse de diversas maneras y el objetivo de este trabajo es el estudio de una planta Termosolar de concentración (CSP) tipo *Linear Fresnel* con un receptor intermedio hiperbólico *Beam-Down*.

Para llevar a cabo el estudio óptimo de la planta, se ha realizado una investigación previa de distintos artículos científicos relacionados tanto con las plantas tipo *Fresnel* como con la tecnología *Beam-Down*. Estos artículos han aportado datos y evidencias científicas que se han tomado como base para la investigación.

El receptor intermedio estará situado a cierta altura entre los heliostatos y el receptor principal y adoptará una forma hiperbólica para aprovechar las propiedades matemáticas que presentan este tipo de curvas. El receptor principal, en cambio, se colocará en el suelo o en un punto cercano a él para así disminuir los costes estructurales del circuito termodinámico posterior. Por lo tanto, al contrario que en los diseños *Linear Fresnel* tradicionales, en el diseño de estudio se incorporará una segunda reflexión.

Los resultados obtenidos han sido prometedores. El mayor problema de la tecnología *Fresnel* es su bajo rendimiento óptico, sin embargo, con el diseño planteado en este proyecto, se ha conseguido aumentar considerablemente la eficiencia mediante el uso del receptor intermedio tipo *Beam-Down* y la doble reflexión. El hecho de utilizar un receptor de forma hiperbólica aumentará la concentración en el receptor principal y con ello, el rendimiento óptico de la instalación.

Palabras clave: *Fresnel*, *Beam-Down*, heliostato.

ABSTRACT

The Sun's energy provides Earth a benefit which we must take advantage, and therefore, reduce the dependency on fossil fuels. Solar energy can be used directly to heat, and light homes or it can be converted into electricity using solar energy technologies like solar panels or heliostats. The overall purpose of this project is a case of study of a concentrated solar plant (CSP) like *Linear Fresnel* with an intermediate hyperbolic receiver *Beam-Down* type.

In order to carry out the ideal study of the plant, a previous research has been made about distinct scientific papers all of them related to plants like *Fresnel* or even technology like *Beam-Down*. The research is based on these data and scientific evidence

The intermediate receiver will be located between heliostats and the main receiver. It will adopt a hyperbolic shape and consequently benefit from the mathematical properties of these curves. By contrast, the main receiver will be situated either on the ground or in the surrounding. This way represents an innovative alternative to cutting down the structural cost of the following thermodynamic cycle. Accordingly, a second reflection will be included as opposed to the conventional *Linear Fresnel* designs.

The results have been encouraging. The main problem of *Fresnel* technology is the low optical efficiency, however, with the described design, this trouble could be solved. The strength of this contribution lies in the efficiency which has increased significantly due to *Beam-Down* hyperbolic and the double reflection. The concentration in the main receiver has enhanced and consequently the optical efficiency of the plant.

Keywords: *Fresnel*, *Beam-Down*, heliostat.

ESTRUCTURA

Capítulo 1: Introducción

En este fragmento se persigue hacer una breve introducción sobre la evolución del consumo energético durante los últimos tiempos en el mundo y sobre la situación energética Española. Además se explica por qué la Energía Solar es tan importante y por qué la debemos aprovechar.

Capítulo 2: Estado del arte

En este capítulo explica las distintas tecnologías que producen Energía Termosolar de Concentración. En todas ellas se comentan sus componentes, ventajas y desventajas y eficiencia promedio. Entre las distintas tecnologías se encuentran:

2.1 Cilindro-Parabólicos (*Parabolic-Trough*).

2.2 Disco Stirling (*Dish Stirling*).

2.3 Torre Solar (*Solar Tower*)

Capítulo 3: Tecnología *Linear Fresnel*

Se ha destinado un capítulo entero a explicar la tecnología *Linear Fresnel* ya que es el tipo de Energía Termosolar de Concentración de estudio. En este capítulo se comentan las ventajas e inconvenientes de esta tecnología y los fluidos de trabajo que utiliza. También se explica detenidamente la eficiencia tanto óptica como térmica de estas plantas y las pérdidas de energía. Por último, se hace un breve comentario de una de las instalaciones Fresnel más importantes del mundo, la planta de Puerto Errado, situada en Murcia.

Capítulo 4: Tecnología *Beam-Down*

En este fragmento se explica detenidamente en qué consiste la tecnología *Beam-Down* y cuáles son sus ventajas e inconvenientes. La importancia que tienen curvas cónicas como la elipse o la hipérbola en esta tecnología es muy grande.

Capítulo 5: Aplicaciones tecnología *Beam-Down*

En este capítulo se explica los distintos usos de dicha tecnología en casos reales que operan en la actualidad.

Capítulo 6: Fundamentos teóricos del proyecto.

Descripción matemática de la hipérbola y sus propiedades y de la obtención de los ángulos solares para el diseño óptimo de la instalación.

Capítulo 7: Metodología de cálculo

Descripción del método iterativo utilizado para obtener la posición y la inclinación óptima de los espejos para así evitar pérdidas por sombras y bloqueos y maximizar la eficiencia.

Capítulo 8: Resultados

En este capítulo se muestran los resultados del proyecto. Está estructurado de menor a mayor complejidad en tres subcapítulos:

8.1 Primera aproximación: Este apéndice recoge una primera simulación de cuál va a ser el recorrido que realizarán los rayos solares desde que inciden en el campo de heliostatos hasta llegar al receptor principal. Solamente se evalúa un espejo y un rayo solar que incide perpendicularmente al suelo. El objetivo de este fragmento es explicar la reflectancia especular.

8.2 Estudio en función de la hora: En este apartado se aumenta el número de espejos y se cambia la hora de estudio. En el apartado anterior solamente se evaluaba cuando el rayo incidía perpendicularmente al suelo, en cambio en este subcapítulo se muestra la variación de la inclinación de los rayos solares en función del momento del día. Además, se introduce el método iterativo que calcula la posición e inclinación de los espejos para minimizar las pérdidas y se modifican los valores críticos del receptor hiperbólico intermedio para aumentar la concentración en el receptor principal.

8.3 Estudio completo: Por último, en este capítulo se recogen los resultados cuando se evalúa todo el ancho útil de los espejos. Se muestran los valores de rendimiento global de la planta en función de parámetros como la curvatura del receptor intermedio, el número de espejos o la anchura de los receptores intermedio y principal.

Capítulo 9: Conclusiones.

Finalmente, en esta sección se evalúan los resultados y se hace un comentario crítico de los mismos. Se responde a la pregunta de si el método de *Beam-Down* es útil para una planta de energía solar y se explica la reducción de las pérdidas ópticas y el aumento de la eficiencia. También se realiza un breve comentario de costes del diseño elegido.

INTRODUCCIÓN

La energía en su forma más pura y física se define como la capacidad potencial de realizar un trabajo o producir calor. Ya desde nuestros antepasados se ha buscado la forma más fácil y barata de producir energía para su aprovechamiento. La máquina de vapor de Watt o el primer motor de Carnot son dos ejemplos de que la energía y la ingeniería siempre han ido de la mano.

En épocas anteriores a la primera revolución industrial del siglo XVIII la demanda energética mundial era muy baja comparada con la de ahora y por ello se pensaba que los recursos utilizados para la obtención de dicha energía eran inagotables. Del mismo modo, tampoco se tenía una conciencia medioambiental de la utilización de esos recursos, la sociedad de aquella época no sabía lo perjudicial que era la quema de combustibles fósiles como el carbón.

La herencia que nos dejan nuestros antepasados, por tanto, es un planeta con diversos problemas medioambientales como la disminución de la capa de ozono, la contaminación fluvial y marítima por el vertido de fluidos contaminantes o el cambio climático que está tan a la orden del día.

Todo esto ha llevado a la sociedad de finales del siglo XX y principios del siglo XXI a investigar y a desarrollar nuevas fuentes de energía mucho más limpia que los combustibles fósiles y así presentar una alternativa real y viable a recursos como el carbón, el petróleo o el gas natural.

1.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL

Como vemos en la Fig. 1, la evolución del consumo energético ha sido exponencial y se ha acentuado más si cabe a mediados del siglo XX. Además, de todo este consumo, más de las 3/4 partes, se ha obtenido mediante fuentes de energía no renovable, principalmente de petróleo, carbón, gas natural.

Todo este aumento del consumo energético no solo se justifica con la innovación electrónica e industrial que vivimos en la actualidad sino también se debe a otros factores:

- Aumento de la población mundial: El fácil acceso a las medicinas o las mejores condiciones laborales son dos de los principales factores que hace que actualmente tengamos una esperanza de vida superior a los 70 años de media. A diferencia de principios del siglo XX cuando la esperanza de vida rondaba los 50-65 años. Vivimos más años, lo que hace que aumente el consumo energético.
- Generalización del uso del automóvil: según datos de 2014, existen más de 1200 millones de coches en la actualidad.

- PIB per cápita y aumento del número de viviendas: que hace que aumente el consumo residencial

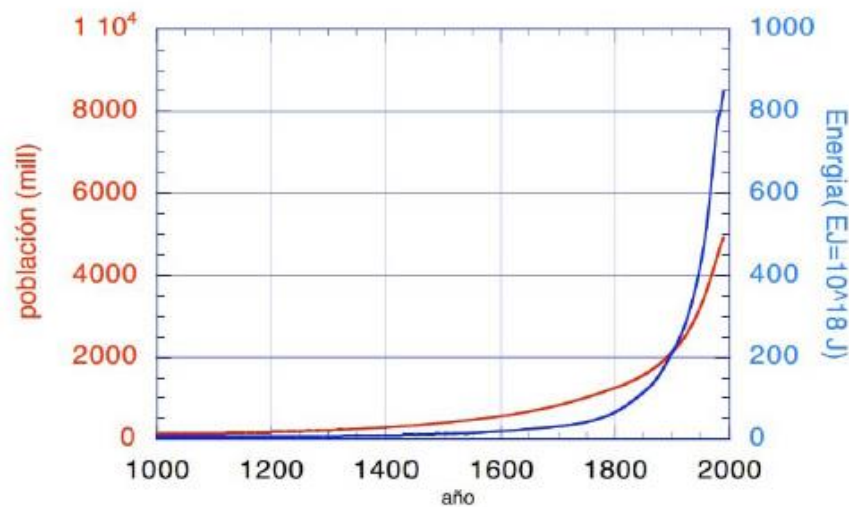


Fig. 1. Evolución de la Población y el consumo de energía en el último milenio. [4]

Como vemos en la Fig. 1 hasta el año 1900 aproximadamente vivían en la Tierra menos de 2000 millones de personas, en cambio a partir del siglo XX se dio un crecimiento importante de la población. El hecho de este crecimiento exponencial hizo que el consumo de energía también se disparara, se ha pasado de necesitar alrededor de 8MJ/persona y día en la época prehistórica hasta los 600MJ actuales. Esto es debido a que en la antigüedad solamente se utilizaba la energía para calentarse mientras que ahora se utiliza también para la iluminación o para el ocio, pero sobre todo como combustible.

Es a partir del siglo XX cuando la sociedad mundial empezó a concienciarse de que los métodos que utilizaban para obtener energía no eran sostenibles y corrían el riesgo de agotarse. Sin embargo, a principios de siglo XXI la sociedad mundial sigue dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles para la obtención de energía como se muestra en la Fig. 2.

Como se puede observar en dicha imagen, en el año 2000 todavía dependíamos de más del 80% de recursos no renovables para la obtención de energía. Es reseñable mencionar que más del 30% de la energía que se consumía a principios del siglo XXI provenía del petróleo y un 25% del carbón.

Como ya sabemos las energías no renovables tienen un alto poder calorífico y son de fácil extracción. Sin embargo, son muy contaminantes y expulsan a la atmósfera gran cantidad de gases de efecto invernadero. Además, son tan preciadas y tienen tanta demanda que los países productores especulan con su precio. Este hecho ha llevado a que para mucha gente, llenar el depósito de gasolina de su automóvil se haya convertido en un lujo.

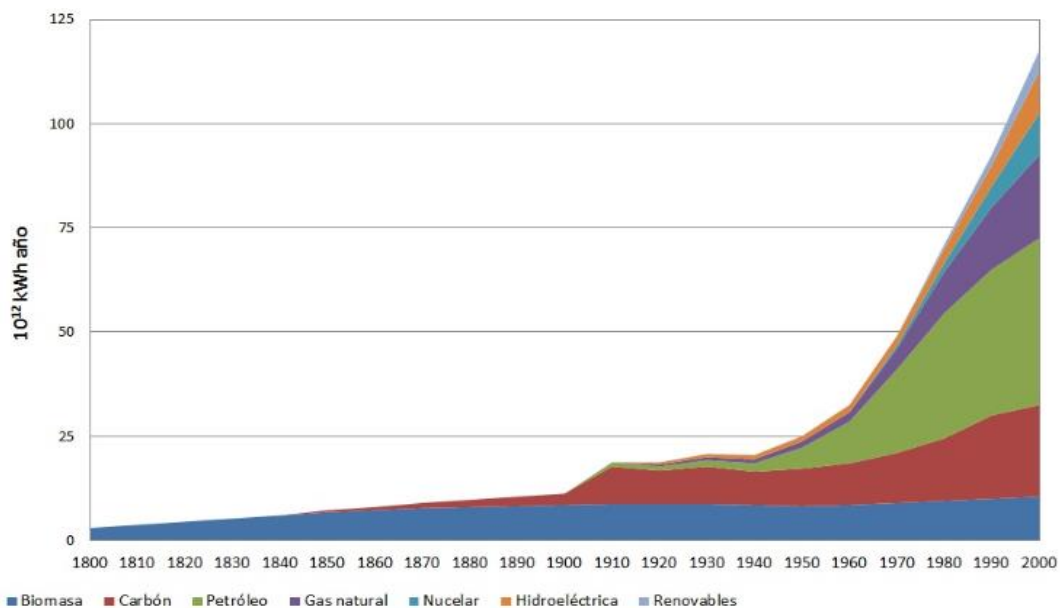


Fig. 2. Consumo energético mundial desde el siglo XIX hasta el siglo XXI. [25]

Las energías renovables por el contrario son aquellas que se producen constantemente y son inagotables. Como sabemos son más respetuosas con el medio ambiente y mucho más limpias que las energías no renovables, generan una cantidad considerablemente menor de residuos e incentiva la economía creando puestos de trabajo. Sin embargo presentan también inconvenientes como la gran inversión inicial que se necesita para ponerlas en marcha o la irregularidad de las mismas y es que en días nublados o poco ventosos la producción solar y eólica es prácticamente nula.

Aunque hay muchos tipos de energías renovables, se puede afirmar que un alto porcentaje de las mismas proviene del Sol. El Sol es el responsable no solo de la energía solar, sino también de la energía hidráulica ya que al igual que la Luna tiene influencia en el ciclo de las mareas (aunque en menor medida porque se encuentra más alejado de la Tierra), genera diferencias de presión que origina el viento para la energía eólica o proporciona a las plantas luz para que puedan realizar la fotosíntesis.

1.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA DE ESPAÑA

Nuestro país está en constante crecimiento de consumo de energía ya que al ser un país desarrollado y altamente industrializado necesita de grandes recursos para la producción de calor y electricidad. Sin embargo, España es un país que está en una situación de déficit energético ya que sigue dependiendo en gran medida de importaciones de recursos como el petróleo, el gas natural o el carbón. Además, las empresas dedicadas a la comercialización y distribución de la energía eléctrica han frenado las inversiones en energía solar para evitar la descentralización energética. Existe la posibilidad de que pequeños núcleos urbanos o empresas se puedan independizar de estas compañías eléctricas y es algo que no interesa.

En el año 2016 y según los datos del Ministerio de Energía y Turismo [26] el consumo de Energía Primaria en España medido en KTEP (Kilo Tonelada Equivalente de Petróleo) es el siguiente:

	Consumo de energía Primaria (KTEP)	
	2015	2016
Carbón	13.686	10.442
Petróleo	53.171	54.633
Gas Natural	24.533	25.035
Nuclear	14.934	15.260
Hidráulica	2.397	3.130
Eólica, Solar y Geotérmica	7.476	7.394
Biomasa y biocarbuos	6.787	6.688
Residuos no renovables	252	243
Saldo imp-exp electricidad	-11	659
Total	123.225	123.484

Tabla 1. Consumo energía Primaria en España años 2015 y 2016 en KTEP. [26]

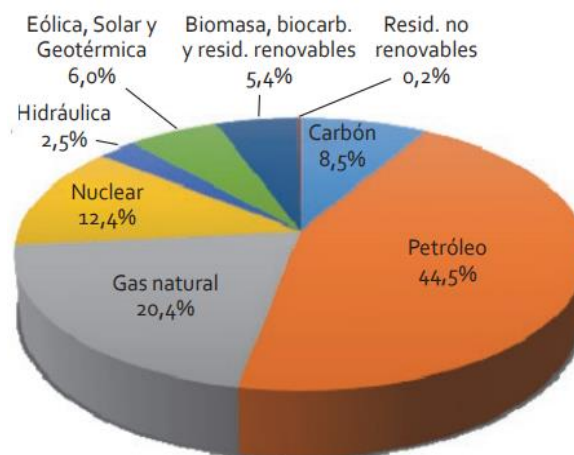


Fig. 3. Consumo de energía primaria en 2016. [26]

Tal y como se ve en la tabla 1 y en la Fig. 3 solamente el 14% de la energía consumida en España en el año 2016 fue obtenida con recursos renovables. El resto de la energía se obtuvo mediante la quema de combustibles fósiles o mediante energía nuclear. Estos datos son realmente preocupantes ya que más del 85% de la energía producida en España proviene de recursos no renovables. Además, tal y como se ha mencionado anteriormente, prácticamente el 100% de petróleo, gas natural y carbón se tiene que importar del exterior.

Con todos estos datos, podemos concluir que casi las 3/4 partes de la energía que consumimos en España la obtenemos de países exteriores. Sin embargo, tal y como muestra la Fig. 4, desde el año 2007 existe una tendencia favorable que muestra la disminución del porcentaje de dependencia energética de España.

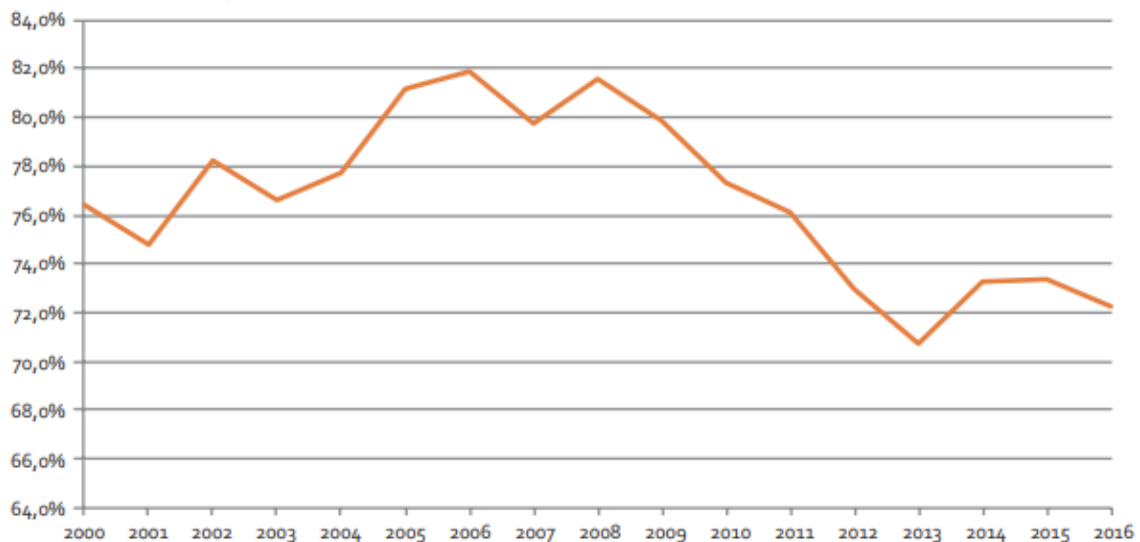


Fig. 4. Evolución de la dependencia energética en España. [26]

Otro aspecto que es interesante tratar es la producción de energía en España. Como ya se ha comentado, en torno al 70-75% de la energía consumida en nuestro país se obtiene del exterior, sin embargo, España también es un país productor de energía como muestra la Fig. 5.

Tal y como vemos en dicha imagen, más del 50% de la energía producida en España proviene de recursos renovables, esto quiere decir que somos un país puntero en la producción de energía limpia. Con las condiciones que tiene nuestro país de horas de luz diarias se debe incentivar la producción de energía solar, ya sea de tipo Fotovoltaica o Termosolar.

Además, España presenta una gran cantidad de presas y embalses distribuidos por todo su territorio por lo que se debe incentivar y subvencionar también la energía de tipo hidráulico.

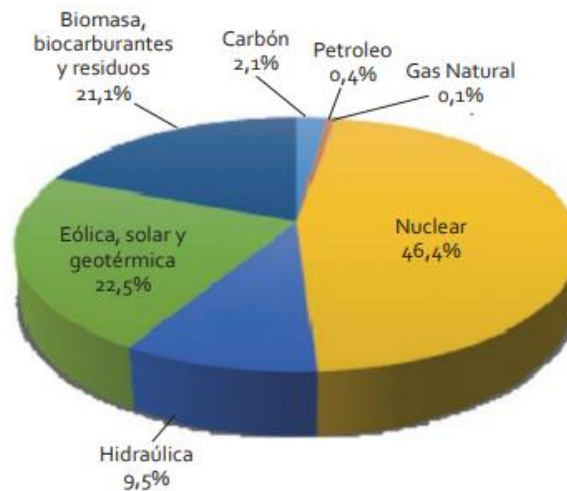


Fig. 5. Producción interior de energía en España en el año 2016. [26]

Por otro lado, cabe destacar la alta producción de energía nuclear en España. Sí que es cierto que no se llega a niveles de países como Francia (la producción de energía mediante este recurso ronda el 90%) pero el porcentaje de producción de energía nuclear en España es elevado. Como sabemos, esta energía es limpia en cuanto al reducido número de emisiones de CO_2 que se expulsan a la atmósfera, sin embargo se produce una gran cantidad de residuos nucleares que hay que almacenar y conservar con grandes medidas de seguridad y aislamiento por ser muy contaminantes tanto para la naturaleza como para las personas. Si se produce un escape de elementos como Uranio o Plutonio tendría grandes consecuencias para nuestra salud como ocurrió en el año 1986 en Chernobyl, Rusia.

1.3. ENERGÍA SOLAR

La energía Solar tuvo sus inicios a mediados del siglo XIX por la preocupación de la desaparición del carbón como recurso para producir energía y calor, sin embargo fue ya en el siglo XX y sobre todo a partir de la crisis del petróleo de 1973 cuando se produjo un cambio drástico en las políticas energéticas del mundo y se puso el foco de atención en la importancia que tendría el Sol en la producción de energía en el futuro.

Como ya se ha mencionado anteriormente el Sol es el principal responsable de las principales energías renovables como la eólica, la biomasa o la hidráulica, sin embargo donde tiene más importancia es en la energía solar.

La energía del Sol que llega a la Tierra equivale a miles de veces la energía que utilizamos los humanos, es por ello por lo que debemos aprovechar este recurso inagotable y limpio para la producción, no solo de electricidad sino también como combustible a corto plazo.

Actualmente existen dos formas fundamentales de aprovechamiento de energía solar: la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica.

1.3.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es aquella que produce electricidad mediante paneles solares utilizando el efecto fotovoltaico. Cuando la irradiación procedente del sol incide sobre una de las caras de las células fotoeléctricas que conforman los paneles se produce una diferencia de potencial entre ambas caras produciendo el movimiento de los electrones y generando con ello electricidad. Las células están formadas de silicio y pueden ser de tres tipos: monocristalinas, policristalinas y amorfas. Las células monocristalinas son las que tienen mayor rendimiento y oscila entre 15-21% y a medida que en el material aumentan los defectos, disminuye el rendimiento.

1.3.2. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía térmica o energía Termosolar es aquella que produce calor y/o electricidad a partir de la radiación electromagnética que se obtiene del Sol en forma de rayos solares. Esta energía solar es transformada en energía térmica para distintos usos dependiendo de la temperatura de trabajo y la potencia generada. Con una temperatura de trabajo reducida y potencia no muy elevada, uno de los principales usos es el calentamiento de agua de uso doméstico para cocinar o para calefacción. Adicionalmente se pueden utilizar incluso para calentar el agua de las piscinas en verano. En cambio, para una alta potencia generada y una temperatura de trabajo del orden de 600-1000°C se engloba la energía Termosolar de concentración que es en la que se va a centrar este proyecto.

ESTADO DEL ARTE

2.1. CSP

Existen muchos tipos de producción de energía a partir de la energía solar en función de distintos criterios como la radiación procedente del sol, el tipo de placa o la forma en que esa energía se transforma para su aprovechamiento.

En este proyecto nos vamos a centrar en el estudio de la Energía Termosolar de Concentración conocida por sus siglas en inglés como *CSP*: Concentrated Solar Power.

2.2. DEFINICIÓN.

Las plantas de Energía Termosolar de Concentración utilizan la reflexión de los rayos solares para concentrar en un solo punto, situado en el receptor, toda la energía solar posible y así posteriormente transformarla en electricidad mediante un ciclo combinado.

Una vez que la energía solar llega al receptor, esta calienta un fluido que alimenta una turbina y hace funcionar un ciclo termodinámico de producción de potencia (generalmente *Rankine*) donde se produce la electricidad.

En las centrales CSP, la producción de energía eléctrica se realiza mediante un paso intermedio con la transformación de energía solar en energía térmica, a diferencia de la energía fotovoltaica, donde a través del efecto fotovoltaico, se consigue electricidad directamente de los rayos solares.

Actualmente, estas centrales tienen una potencia aproximada de entre 50 y 280MW.



Fig. 6. Central de “Parabolic Trough” situada en la India. [27]



Fig. 7. Planta CSP Torre Solar de Abengoa (Sevilla, España) [21]

2.3. TIPOS DE CENTRALES CSP.

2.3.1. CILINDRO-PARABÓLICOS (CCPs o “troughs”)

2.3.1.1 INTRODUCCIÓN

Una de las técnicas para la producción de energía eléctrica a partir de energía solar son las plantas de Cilindro-Parabólicos o *Parabolic troughs*. Esta técnica utiliza espejos de geometría en forma de parábola y en la línea formada por todos los focos de todas las parábolas, se sitúa el receptor en forma de tubo.

El hecho de que el receptor se sitúe en el foco de la parábola es debido a que todos los rayos van a ir a parar a él una vez que hayan impactado con el espejo parabólico. Esto es así por las propiedades de reflexión de las curvas cónicas. En el caso de las parábolas, todo rayo procedente del infinito (punto donde se sitúa el otro foco de la misma en el caso de que el rayo incida perpendicularmente al suelo como en la Fig. 8) se dirigirá hacia el foco una vez que haya golpeado al espejo. Esta es por lo tanto, la función del sistema de seguimiento, orientar el espejo de forma óptima para que el rayo solar incida en el tubo receptor.

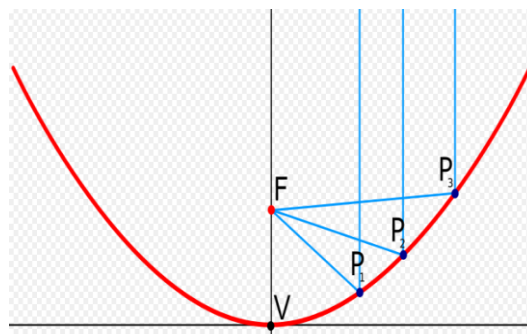


Fig. 8. Esquema propiedades de reflexión de la parábola. [24]

Por dentro del tubo circula un aceite térmico o una sal fundida que es conducida hacia un ciclo termodinámico mediante generación directa o indirecta de vapor.

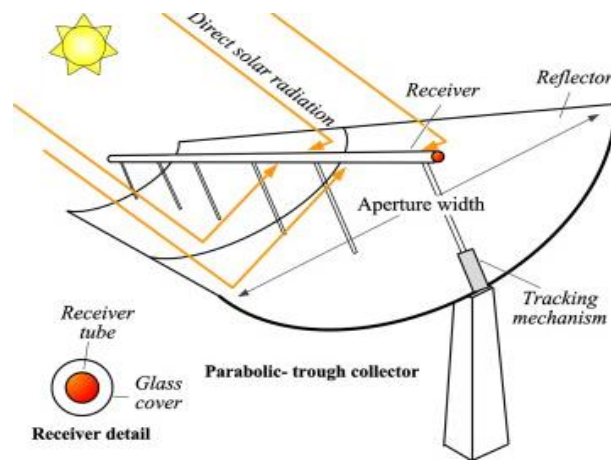


Fig. 9. Esquema Central Cilindro-Parabólica. [18]

2.3.1.2 COMPONENTES PRINCIPALES “CILINDRO-PARABÓLICOS”.

- 1 **Reflector cilindro-parabólico:** sirve para concentrar y reflejar sobre el tubo absorbedor la irradiación procedente del sol. El material utilizado para la superficie sobre la cual inciden los rayos solares suele estar compuesta por láminas de plata o aluminio que le aportan rigidez, mientras que el soporte suele ser de metal.
- 2 **Tubo absorbedor:** formado por dos tubos concéntricos. El tubo exterior es de cristal para que la radiación solar penetre fácilmente por él y el tubo interior (por el que circula el fluido caloportador) es metálico para absorber la radiación. Entre los cuales existe una película de vacío que reduce las pérdidas de calor por convección.
- 3 **Fluido de trabajo:** depende de la temperatura de la planta. Para temperaturas inferiores a 200°C se utiliza agua mezclada con Etileno-Glicol, mientras que para temperaturas comprendidas entre 200-400°C es habitual el aceite sintético. Los últimos avances permiten además el uso de sales fundidas como fluido caloportador.
- 4 **Sistema de seguimiento:** Permite el control del giro de los reflectores para que siempre estén enfocados al sol y así tener un rendimiento mucho mayor. Con ello, se consigue que el rayo procedente del sol acabe impactando contra el receptor principal en forma de tubo, calentando el fluido que circula por su interior y produciendo energía térmica que más tarde y después de haber pasado por un ciclo termodinámico, se transformará en energía eléctrica.



Fig. 10 Central Cilindro Parabólica en Sudáfrica. [23]

2.3.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CILINDRO-PARABÓLICOS

A la hora de hablar de ventajas y desventajas hay que distinguir dos tipos de tecnologías en función de cómo se genera el vapor para luego mover la turbina y producir energía eléctrica.

1. **Generación directa de vapor:** el vapor es directamente generado en el campo de heliostatos evitando con ello la utilización de un intercambiador de calor.

Principales ventajas:

- 1.1 El campo de heliostatos tendrá una temperatura constante en la sección de evaporación aumentando con ello la eficiencia térmica.
- 1.2 Utilización de agua como fluido de trabajo en vez de aceite sintético. Lo que permitirá reducir riesgos medioambientales por la utilización de un fluido que no es ni contaminante ni inflamable ni tóxico.
- 1.3 Reducción de bombas de recirculación de fluido, lo que implica reducción de costes y energía necesaria.
- 1.4 Reducción de costes en cuanto a problemas de congelación de fluidos de trabajo por tener el agua una temperatura de solidificación menor que la de los aceites térmicos o las sales fundidas

Principales inconvenientes:

- 1.1 Problemas de almacenamiento. Actualmente no existe ningún sistema en el mercado capaz de almacenar vapor.
- 1.2 Dificultad de control de proceso al aumentar la complejidad. Problemas con sobrepresiones y cavitación.

2. **Generación indirecta de vapor:** es necesario la utilización de un fluido HTF "*Heat Transfer Fluid*". Funciona con un intercambiador térmico por el cual se hace pasar el aceite a alta temperatura y el agua por tuberías distintas hasta que se calienta y se genera vapor saturado.

Principales ventajas:

- 2.1 Aumento de la eficiencia y de la calidad del vapor a la salida de la turbina por la utilización de un recalentador en paralelo con un economizador y con un evaporador.
- 2.2 Posibilidad de distribución del campo de heliostatos en forma de "H" lo que hace que se distribuyan los espejos en 2 pares de secciones simétricas.
- 2.3 Menor presión en el campo de heliostatos. En generación indirecta de vapor, la presión de entrada a los heliostatos es de 15 bares, mientras que en generación directa de vapor alcanza los 100 bares.

Principales inconvenientes:

- 2.1 Altos costes de inversión al tener que amortizar también calentadores, evaporadores e intercambiadores de calor.
- 2.2 Problemas de toxicidad y contaminación por posibles escapes de los fluidos utilizados (sales fundidas o aceites térmicos)

2.3.1.4 EFICIENCIA

El receptor en forma de tubo situado en la línea que forman los focos de las parábolas está normalmente orientado de norte a sur y los espejos rotan alrededor de un eje siguiendo el movimiento de este a oeste que el sol realiza diariamente. Este método consigue aproximarse a eficiencias máximas teóricas en los equinoccios de primavera y otoño pero tiene una menor precisión durante el resto del año. Además, el movimiento del sol induce a errores que se acentúan durante el amanecer y el anochecer pero que son significativamente menores al mediodía.

La eficiencia de este tipo de tecnología depende del ángulo de incidencia " θ " con la siguiente relación tomando como referencia $\eta_{opt}(\theta = 0)$

$$Optical_{efficiency} = \frac{\eta(\theta)}{\eta_{opt}(\theta = 0)}$$

El rendimiento $\eta_{opt}(\theta = 0)$ es el rendimiento de pico de la instalación y el $\eta(\theta)$ es producto del coseno del ángulo de incidencia con la absorptancia " α ", la reflectancia " ρ_c ", la transmitancia " τ " y el factor de obstáculos " γ ".

$$\eta(\theta) = \cos(\theta) \cdot \rho_c \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Cuando el sol cambia su posición en su movimiento durante el día, el rayo solar incidente en el espejo llega con una inclinación diferente. Se toma como rendimiento óptimo cuando el ángulo de incidencia es $\theta = 0$ lo que significa que estamos al mediodía solar y los rayos inciden perpendicularmente al suelo. Cuando el ángulo acimutal está comprendido en $\pm 20^\circ$, es decir, en horas cercanas al mediodía, la eficiencia óptica es mayor del 80%. En cambio, a medida que el ángulo de incidencia se va haciendo más grande en valor absoluto, la eficiencia óptica disminuye drásticamente, tanto es así, que para ángulos mayores a $\pm 70^\circ$ la eficiencia óptica es prácticamente nula.

En cuanto a la eficiencia térmica, se rige por la siguiente ecuación:

$$Thermal_{efficiency} = \frac{Q_{util}}{Q_{total}}$$

Debido a las pérdidas por conducción, convección y radiación presentes en la transferencia de calor, la eficiencia térmica nunca supera el 30%

En conclusión podemos decir que la eficiencia global de las plantas CCPs (Electricidad de salida) es del 15%, similar a las celdas fotovoltaicas pero menor que los concentradores de Disco Stirling.

2.3.2. SISTEMAS DISCO STIRLING

2.3.2.1. INTRODUCCIÓN

Otro tipo de plantas CSP son las centrales de Disco Stirling que utiliza un gran disco formado por una superficie compuesta de espejos perfectamente orientados para que la reflexión de los rayos solares se concentre en un solo punto situado delante del disco donde un receptor captura el calor.

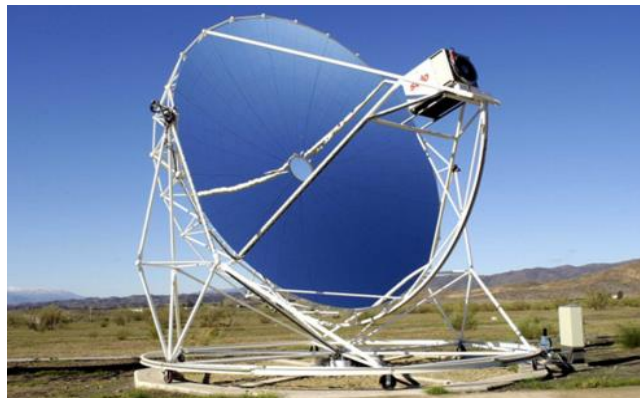


Fig. 11. Disco Stirling situado en Dubái perteneciente a la empresa sueca Cleanergy. [28]

En la mayor parte de este tipo de discos, un motor Stirling se sitúa en las inmediaciones del receptor para que pueda transformar la energía térmica en electricidad de manera que se produzcan las menores pérdidas de energía posibles.

El tamaño de los concentradores solares Disco Stirling está determinado por la máxima potencia deseada a niveles máximos de radiación ($\sim 1000 \text{ W/m}^2$) y por la eficiencia en las conversiones de energía. Actualmente, si queremos una potencia eléctrica de salida de 5kWe necesitaremos 5,5m de diámetro en el disco, si queremos 10kWe el diámetro será entonces de 7,5m y con un diámetro de 10m obtendremos en torno a 25kWe de potencia.

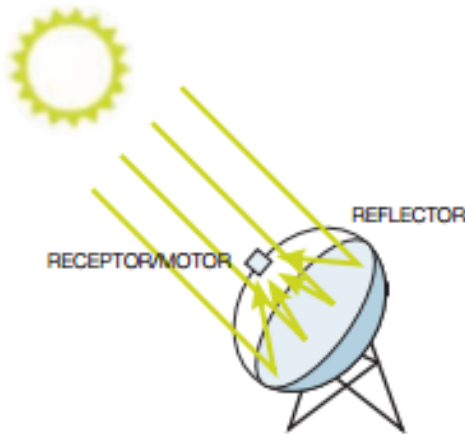


Fig. 13. Esquema Disco Stirling [19]

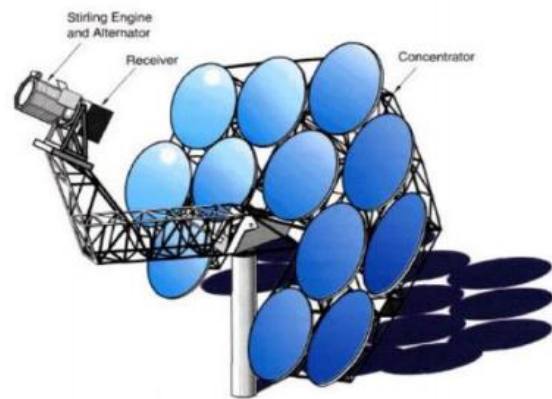


Fig. 12. Esquema 2 Disco Stirling [29]

2.3.2.2. COMPONENTES PRINCIPALES DISCO-STIRLING

- 1 **Concentrador Solar parabólico:** Poseen una superficie de un material que puede ser metálico, plástico o de vidrio y que reflejan la radiación incidente en un foco. Su tamaño está condicionado por el motor utilizado y por la potencia requerida en la instalación como ya se ha mencionado anteriormente.
- 2 **Sistema seguimiento:** se utiliza un sistema de seguimiento de dos ejes. El concentrador puede girar en un plano paralelo a la superficie terrestre (ángulo acimutal) y en un plano perpendicular a ella (ángulo altitud) con lo que podrá girar tanto de izquierda a derecha como de arriba a abajo.
- 3 **Intercambiador de calor (Receptor):** se encarga de conectar el concentrador solar parabólico con el Motor Stirling y sus principales tareas son absorber la radiación que es reflejada por el concentrador y transmitir esta energía en forma de calor al motor Stirling que está junto a él.
- 4 **Motor Stirling:** utiliza el ciclo termodinámico más eficiente para la transformación de energía solar en electricidad (motor Stirling) y es de combustión externa. Este motor convierte la energía térmica absorbida en energía mecánica mediante la compresión del fluido de trabajo cuando este está a bajas temperaturas y mediante la expansión del mismo cuando el fluido aumenta de temperatura.

- 5 **Fluido de trabajo:** El fluido de trabajo en este tipo de motores Stirling habitualmente es el hidrógeno por su baja viscosidad, alto calor específico y conductividad térmica. Sin embargo, este fluido también presenta problemas por ser inflamable. En otras ocasiones se ha utilizado helio que tiene similares propiedades que el hidrógeno pero con la ventaja de que es un gas inerte. También se ha utilizado aire comprimido pero al haber oxígeno presente existe también peligro de explosión. Para poder usar aire comprimido se suele combustionar previamente eliminando así el oxígeno o usar nitrógeno directamente.

2.3.2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE DISCO STIRLING

Las principales ventajas de este tipo de tecnología son:

1. Las temperaturas alcanzadas son mucho mayores (pueden alcanzar incluso los 1500°C) debido a que la concentración es mayor (concentración entre 600-2000 soles). Esto se consigue gracias al sistema de seguimiento de dos ejes antes mencionado por el cual se consigue en torno al 30% de eficiencia, la más alta de todas las tecnologías CSP.

Los principales inconvenientes son:

1. El precio, es una tecnología que requiere una gran inversión. La producción de energía eléctrica se realiza mediante un motor lo que requiere inversiones en mantenimiento del mismo. Además este tipo de motores tienen un gran peso lo que hace que se tenga que destinar gran parte del presupuesto en materiales resistentes para la estructura que lo soporta. Por otro lado, al ser un espejo de forma no plana y de gran tamaño, se ha de invertir una cantidad importante de dinero en el diseño y la fabricación del mismo.
2. Este tipo de sistema no permite el almacenamiento de energía térmica para generar energía eléctrica cuando el sol no está brillando, por lo tanto, a pesar de que es uno de los sistemas más eficientes, sólo nos permite producir electricidad en días soleados y desde el amanecer hasta el anochecer.

2.3.2.4. EFICIENCIA.

El rendimiento de los sistemas disco Stirling está determinado por los siguientes factores:

$$\eta_{\text{conversión total}} = \eta_{\text{Tracking}} \cdot \eta_{\text{receptor}} \cdot \eta_{\text{motor_Stirling}} \cdot \eta_{\text{generador_eléctrico}}$$

1. $\eta_{Tracking}$: El primer valor que hay que estudiar a la hora de calcular la eficiencia de los sistemas Disco Stirling es la cantidad de rayos solares que llegan al receptor, una vez que han sido reflejados en los espejos. Este valor se llama concentración o eficiencia óptica y está afectado por errores ópticos de los espejos y/o errores de precisión en el sistema de seguimiento (*tracking*).
2. $\eta_{receptor}$: Este valor se conoce como eficiencia térmica del receptor y se define como la relación entre el calor útil absorbido por el receptor entre la energía que le llega procedente de los espejos.
3. $\eta_{motor_stirling}$: es aproximadamente el 50% de la eficiencia del ciclo de Carnot en las mismas condiciones atmosféricas y de funcionamiento. Esto es debido fundamentalmente a las pérdidas en la transferencia de calor y a la irreversibilidad del ciclo Stirling
4. $\eta_{generador_eléctrico}$: Eficiencia del generador de electricidad conectado al motor. Suele alcanzar altos valores de eficiencia (alrededor del 90%).

Así, la eficiencia global podemos decir que está en torno al 30%

Como resumen, este tipo de tecnologías son capaces de producir 25 kW de potencia eléctrica al mediodía con una irradiación solar de 1000 W/m^2 o lo que es más interesante, son capaces de producir 250 kWh de electricidad durante un día.

2.3.2. TORRE SOLAR

2.3.2.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas denominados de “Torre Solar” son aquellas instalaciones CSP cuyo fundamento es la concentración de la irradiación procedente de los heliostatos, en un punto o en una zona determinada de la parte de alta de la misma.

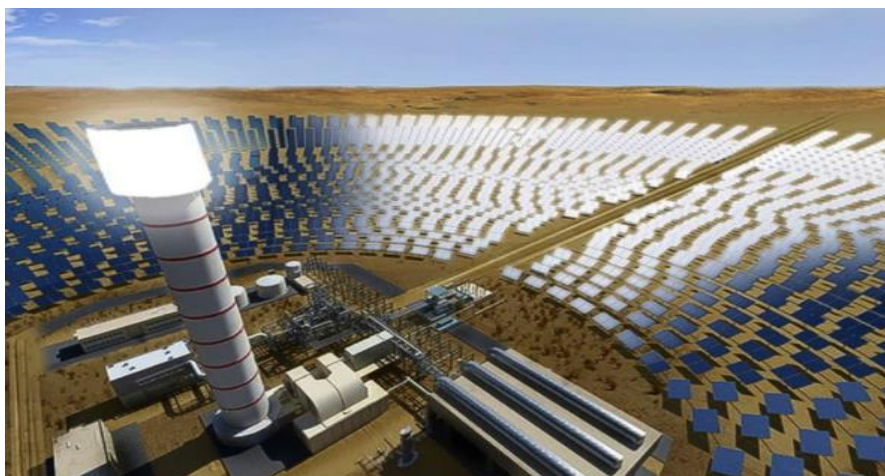


Fig. 14. Instalación de Torre Solar en Dubái perteneciente al consorcio entre "Saudi Arabia's ACWA Power and China's Shanghai Electric". [30]

La radiación concentrada en la parte alta de la torre puede alcanzar temperaturas cercanas a los 800°C e incluso pueden superar los 1000°C.

En este punto del receptor se localiza un fluido, una sal fundida en la mayor parte de las ocasiones, que se acumula y posteriormente es impulsado por un conducto de tuberías hasta una turbina que genera electricidad mediante un *Ciclo Rankine*, turbina de gas o ciclo combinado.

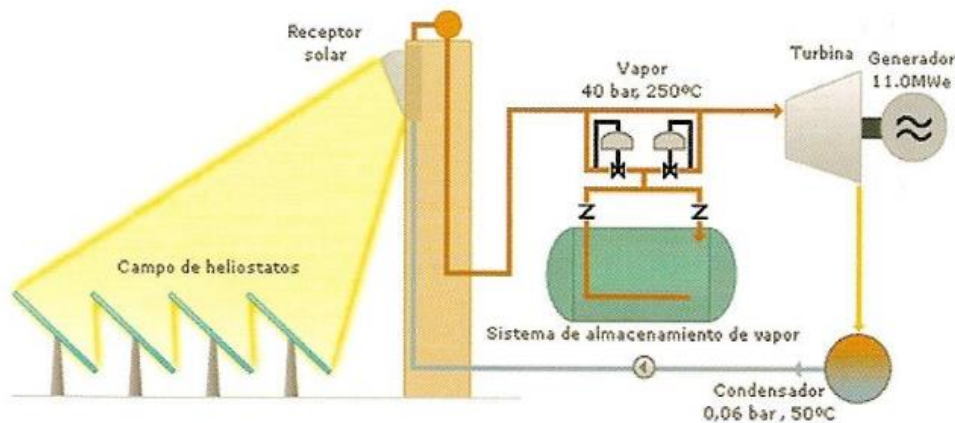


Fig. 15. Esquema de almacenamiento térmico característico de una Torre Solar [31]

2.3.2.2. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS TORRE SOLAR

1. **Campo de heliostatos:** a diferencia de las dos tecnologías anteriores, los espejos que componen el campo de este tipo de tecnología son planos. El tamaño de los mismos puede ser variable aunque en la mayor parte de los casos, se utilizan espejos rectangulares divididos a su vez en espejos pequeños.
2. **Sistema de seguimiento de dos ejes:** el centro de los espejos no está a ras de suelo, sino que está a una determinada altura. Estos espejos están situados sobre una estructura donde se sitúa el sistema de seguimiento (*tracking*) a dos ejes. Los heliostatos, al igual que en los *Parabolic Trough* pueden girar en planos paralelos y perpendiculares al suelo. Sus funciones son acompañar el movimiento del sol durante el día y dirigir los rayos solares hacia la torre minimizando así los errores ópticos.
3. **Receptor (Torre):** La cara frontal del receptor, conocida como abertura del receptor, es una de las zonas más importantes de la planta ya que es ahí donde ocurren las mayores pérdidas por radiación. Para definir la torre, es necesario considerar distintas variables como la altura, el radio y la abertura del receptor.

2.3.3.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TORRE SOLAR

Principales ventajas:

1. Una de las mayores ventajas de este diseño es que se consiguen mayores temperaturas del fluido en cuestión. Con ello, la eficiencia es a su vez también mayor.
2. Mayor exactitud por contar con un complejo sistema de seguimiento a dos ejes mediante el cual, los heliostatos pueden orientarse de una manera más precisa reduciendo con ello las pérdidas y aumentando la eficiencia óptica.
3. Otra ventaja adicional con respecto a los diseños anteriores es en cuanto al terreno, ya que la superficie donde se sitúan los heliostatos no necesariamente tiene que ser plana. Una correcta orientación de los espejos, aunque el terreno sea irregular, puede conseguir un correcto funcionamiento de la instalación.
4. Este tipo de instalaciones cuentan con sistemas de almacenamiento de energía. Cuando se supera el valor límite que tiene la turbina para producir vapor, esta energía se almacena para poder ser aprovechada por la noche o en días nublados o lluviosos. Es por tanto una de las mayores ventajas con respecto a los sistemas de “Disco Stirling”.

Principales inconvenientes:

- 1 Por el contrario, una de las mayores desventajas de este tipo de tecnología es la gran superficie que ocupan. Es por ello, por lo que las zonas elegidas para situar las plantas de “Torre Solar” son zonas desérticas. En zonas cercanas a los núcleos urbanos no sería rentable situarlas por el alto coste del terreno.
- 2 Otra de las desventajas de estos sistemas es la gran inversión inicial que se necesitan para ponerlos en marcha. Gran parte de este dinero se destina a conseguir una estructura robusta y resistente en la torre para poder albergar todo el ciclo de producción de energía. Mientras que en las anteriores tecnologías no es necesario tal alta inversión puesto que no existe una torre de 50-100 m de alto que soporte todo el ciclo posterior.

2.3.2.4 EFICIENCIA.

Las plantas de “Torre Solar” tienen una eficiencia óptica de en torno al 25% y pueden llegar a tener un 35% de eficiencia máxima de pico. Globalmente, la conversión energía solar-energía eléctrica tiene una eficiencia del 15%, lo que hace que todavía sea muy difícil competir contra plantas de producción de potencia que utilizan combustibles fósiles y que la eficiencia es superior.

Sin embargo, un aumento significativo de la concentración solar ofrece una mayor eficiencia de transformación de energía lo que conlleva a una reducción de costes. Ejemplos de ello son la utilización de modernas turbinas de gas en un ciclo combinado o procesos termoquímicos de transporte y almacenamiento de la energía que puedan operar a altas temperaturas.

A continuación se muestra una tabla que muestra la eficiencia de conversión de energía solar en energía eléctrica y el coste de \$/kW instalado entre dos plantas de Torre Solar y dos plantas de Ciclo Combinado diseñadas bajo los mismos supuestos.

Tipo de planta	PHOEBUS	Solar II	CC (ciclo combinado)	
Tamaño	30 MW _e	30 MW _e	34 MW _e	600 kW _e
Eficiencia solar-eléctrica anual	0.162	0.166	0.213	0.161
Coste por \$/kW instalado	3400	3443	2588	3943

Tabla 2. Comparación entre dos plantas de "Torre Solar" con dos plantas de CC. [19].

Como se ve, para un tamaño grande, de en torno a 30MW_e de producción de energía, la eficiencia de la planta de CC es mayor, un 5% superior. Y Además, las instalaciones de gran tamaño de Ciclo Combinado tienen una relación \$/kW considerablemente menor, es por ello que los gobiernos y empresas son todavía reticentes a invertir en plantas de energía solar ya que como vemos, son más caras y menos eficientes. Se debe fomentar por ello subvenciones y ayudas para las mismas ya que la utilización de combustibles fósiles es limitada y muy contaminante.

2.3.3. TORRE SOLAR EN ESPAÑA

Existen actualmente varios proyectos en funcionamiento en España. Entre ellos destaca el Parque Solar de Sanlúcar con su torre solar PS-10 de 11MW y la PS-20 con 20MW de potencia.

HELIOSTATO SANLUCAR LA MAYOR (SEVILLA)	
Fabricante	Abengoa Solar
Dimensiones (ancho x alto)	12,94 x 10,12
Superficie	120 m ²
Material	Acero galvanizado en caliente
Superficie reflectante neta (respecto a la total)	91,6

Tabla 3. Características heliostato Sanlúcar la Mayor. [20]

2.3.3.1 PS10 Y PS20 – LAS PRIMERAS TORRES SOLARES COMERCIALES DEL MUNDO.

A la instalación PS-10 ya construida en 2007 y que aporta una potencia de 11 MW se le ha unido ahora su homóloga PS-20 en el año 2009 que no solo la duplica en tamaño sino que también en la potencia generada.



Fig. 16. PS-10 y PS-20 en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) [24]

Ambas torres tienen la característica de que pueden seguir produciendo energía solar incluso 30 minutos después de que el sol se haya puesto gracias a su sistema de almacenamiento térmico que también se utiliza para la mejora de la producción energética en días o fases en los que la irradiación es baja o insuficiente. Cabe destacar también que la generación de electricidad por parte de estas dos plantas evita la emisión de más de 114.000 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera.

Actualmente, la planta PS-10 está formada por 624 heliostatos dispuestos en una extensión de terreno de aproximadamente 60 hectáreas. Puede abastecer a unas 5.500 viviendas gracias a una producción de 24,3 GWh/año y consta de una torre central de 115m de altura.



Fig. 17. PS-10 [24]

Por su parte, la PS-20 está formada por 1.255 heliostatos situados en una superficie de 85 hectáreas. Conseguirá abastecer a unos 10.000 hogares y gracias a la innovación tecnológica cuenta con un receptor de más eficiencia que su homóloga anterior y unos mejores sistemas de control en el almacenamiento térmico. Su torre tiene una altura de 160m.



Fig. 18. PS-20 [32]

TECNOLOGÍA LINEAL FRESNEL

3.1. INTRODUCCIÓN

A diferencia de las instalaciones cilindro-parabólicos, la tecnología *Linear Fresnel* se define como una opción que presenta espejos planos que concentran la radiación en receptores lineales elevados y fijos (tubos o receptores). Con ello, la estructura será mucho más ligera y las uniones entre los distintos elementos de la planta serán más baratas y sencillas.



Fig. 19. Planta de tecnología Fresnel perteneciente a la empresa Natura Eco Eenergy Pvt. Ltd. situada en la localidad de Rajkot en la India. [33]

Está presente en distintos ámbitos:

- Como apoyo en procesos industriales.
- En plantas de producción de potencia mediante la quema de combustibles fósiles donde la aportación de la tecnología *Linear Fresnel* proporciona entre un 10 y un 20% de la energía de la planta.
- Producción de energía 100% solar.

Los países donde esta tecnología está presente en mayor medida son EEUU, Australia y España o la India.

La tecnología *Linear Fresnel* permite el giro de los espejos en torno a su eje. Esta rotación permite conseguir el mayor rendimiento posible a cualquier hora del día y con cualquier inclinación de los rayos solares. Una vez que los rayos han sido reflejados por los espejos alcanzarán un receptor (generalmente en forma de tubo) situado a una mayor altura y por donde circula el fluido de trabajo.

Las plantas de colectores lineales Fresnel (CLF) permiten conseguir relaciones de concentración de entre 25 y 40 soles. Cuando se descubrió esta tecnología, la temperatura de trabajo estaba en torno a los 270°C y eran generalmente utilizados para generar vapor de baja temperatura que posteriormente se canalizará hasta una turbina. Hoy en día se han conseguido temperaturas de alrededor de 500°C con el fin de poder unir estos sistemas a turbinas de un rendimiento mayor.

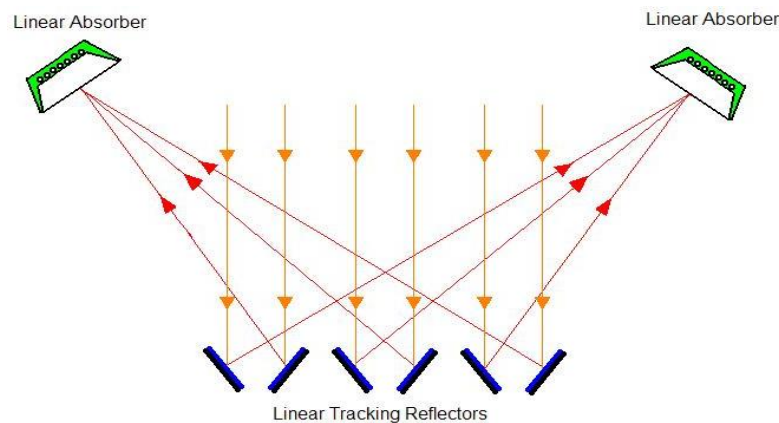


Fig. 20. Esquema de sistema CLF donde el rayo de sol (naranja) incide perpendicularmente al suelo y es reflejado por el espejo hacia el receptor. [24]

3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA FRESNEL.

La tecnología Fresnel tiene una producción eléctrica que no es comparable ni a los sistemas de “Torre Solar” ni a los sistemas “Disco Stirling”, sin embargo sí que se puede hacer una comparación con los sistemas “Cilindro-Parabólicos”. Por este motivo, todas las ventajas e inconvenientes vendrán relacionadas con esta tecnología.

En cuanto a las ventajas más competitivas de este tipo de plantas de producción de potencia se encuentran las siguientes:

1. Los receptores Fresnel tienen una alta resistencia frente a fenómenos atmosféricos como el viento por lo que no requieren ni de unas estructuras extremadamente resistentes y ni de una alta complejidad. Al mismo tiempo, estas estructuras al ser más sencillas que las de “Cilindro Parabólico” son más baratas y fáciles de mantener.
2. Los tubos de vacío (receptores) no necesitan un recubrimiento de vacío o soldaduras especiales entre el metal y el vidrio como los utilizados en la tecnología de Colectores Cilindro Parabólicos (CCPs)
3. La superficie requerida por una central tipo Fresnel es en torno a 2/3 del área que se necesitaría en una central de “Cilindro Parabólico” para conseguir la misma potencia. Esto se debe a que este tipo de centrales no necesitan grandes separaciones

entre colectores. Es una de las principales ventajas en comparación con los CCPs ya que los CLF (Colectores Lineales Fresnel) son la mejor opción en zonas urbanas o cuando se quiere añadir como complemento a otra planta de producción (hibridación).

Podemos definir de esta manera un coeficiente llamado “*factor de llenado*”. En las plantas CLF el factor de llenado es en torno al 70% y en las CCPs este valor es alrededor del 30%.

$$\text{factor de llenado} = \frac{\text{superficie ocupada por los heliostatos}}{\text{superficie de terreno utilizada}}$$

Por otro lado, la superficie que se encuentra debajo de los heliostatos puede ser también aprovechada para producir calor solar o para instalaciones de apoyo en distintos ámbitos (turísticos, industriales...).

4. No es necesario instalar un intercambiador de calor en el ciclo posterior ya que aunque el fluido abandona el campo Fresnel en una mezcla de agua + vapor, existe una estación previa donde se separa y el fluido sigue el recorrido en forma de vapor saturado. Esta característica implica un gran ahorro en costes y energía.

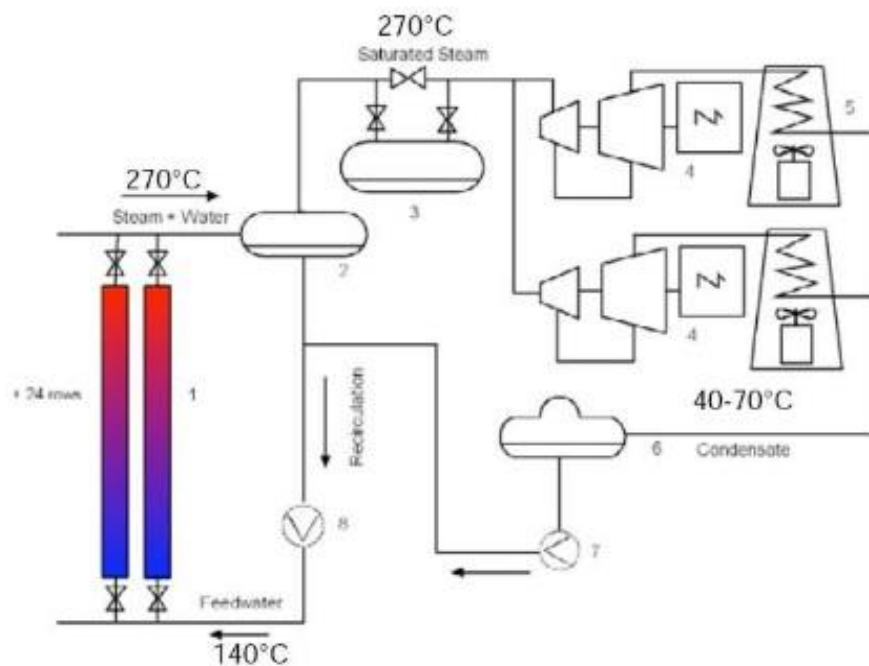


Fig. 21. Esquema de ciclo termodinámico de la planta PE2. [34]

Leyenda de la imagen:

- | | |
|--------------------|-------------------------|
| 1. Solar field | 5. Air cooled Condenser |
| 2. Steam separator | 6. Feedwater tank |
| 3. Steam Storage | 7. Feedwater pump |
| 4. Turbine | 8. Recirculation pump. |

Tal y como vemos en la Fig. 21 del esquema de componentes de la planta de PE2, el fluido sale de los tubos receptores a 270°C en forma de mezcla de agua + vapor posteriormente se separa la mezcla en el depósito “2”, el agua es redirigida de nuevo al inicio del tubo mediante la bomba “8” y el vapor saturado sigue el circuito. Una vez que ya tenemos vapor saturado, si la capacidad de generar energía está totalmente cubierta, ese vapor pasará al almacén “3” para poder seguir generando cuando la radiación solar sea menor. Posteriormente llega a la turbina “4” asociada a un generador eléctrico donde se comprime el fluido y donde se produce la transformación de energía térmica en energía eléctrica. El fluido se enfría mediante un condensador “5” y llega a un tanque de alimentación “6” donde reposa hasta que salgan todas las burbujas de aire posible y no se produzca el efecto de cavitación (deterioro de tuberías o conductos mediante la explosión de burbujas de aire). Por último el fluido es nuevamente impulsado por una bomba “7” hasta llegar al inicio de los tubos receptores.

En cuanto a las **desventajas** podemos nombrar las siguientes:

1. El mayor inconveniente de los sistemas tipo Fresnel es sin duda el bajo rendimiento óptico que se obtiene y es la causa del bajo rendimiento térmico global de la planta. El rendimiento global de las plantas Fresnel es de entre un 30-40% menor que el rendimiento global de los CCPs. Esta gran diferencia es causada por los efectos de sombreado y bloqueo de los heliostatos entre sí.
2. Altas pérdidas por atenuación atmosférica. El hecho de que el receptor se encuentre a varios metros de distancia hace que se produzcan pérdidas por el efecto de dispersión de los rayos solares y/o por procesos de absorción de los mismos por parte del CO_2 y H_2O presentes en la atmósfera. Esto no ocurre en los sistemas CCPs donde la distancia desde el colector hasta el receptor no llega a 1m.

Componente	Tecnología CCPs	Tecnología CLF
Heliostatos	Parabólicos	Planos
Receptor	Se mueve con la estructura	Fijo
Estructura de sujeción	Pesada	Ligera
Sistema de tuberías	Conexiones flexibles	Sin conexiones flexibles
Importancia viento en el espejo	Alta	Baja
Rendimiento óptico	Alto	Bajo
Factor de llenado	Bajo (~ 30%)	Alto (~ 70%)
Desarrollo de la Tecnología	Altamente desarrollada	En proceso de desarrollo (alto potencial)

Tabla 4. Comparación de tecnología Cilindro-Parabólica y linear Fresnel. [7]

3.3. FLUIDOS DE TRABAJO

A diferencia de la tecnología Disco Stirling donde solamente se pueden utilizar fluidos de trabajo gaseosos debido a que se usa el motor Stirling para la producción de energía eléctrica, en el resto de tecnologías de las ya mencionadas existe la opción de usar distintos fluidos de trabajo.

Se va a hacer una diferenciación entre los fluidos de trabajo más utilizados haciendo una clasificación por su estado físico.

3.3.1. FLUIDOS DE TRABAJO GASEOSOS.

1. **Aire:** A pesar de que es el fluido más cuantioso y abundante de la tierra, sus propiedades térmicas no son las convenientes para su uso como fluido de trabajo en este tipo de instalaciones termosolares. Sin embargo, las principales ventajas del uso de aire son que no tiene límite superior de temperatura de trabajo, que es un fluido sumamente estable hasta altitudes de en torno a 80km y que es muy barato por su alta accesibilidad.
2. **CO₂:** Al igual que el aire, una de las principales características es que no tiene límite superior de temperatura, así mismo, se trata de un gas no tóxico ni inflamable. Además, puede ser utilizado a altas presiones, de hecho, es a altas presiones donde presenta unas mejores propiedades de transmisión de calor.

3.3.2. FLUIDOS DE TRABAJO LÍQUIDOS

1. **Agua-vapor de agua:** es un fluido estudiado en gran profundidad y del cual se conocen a la perfección sus propiedades térmicas. Además, su uso está muy extendido en la industria en general y en procesos de obtención de energía en particular. Su accesibilidad es muy alta (excepto en zonas desérticas) aunque es un recurso cada vez más escaso. Uno de los principales inconvenientes del agua es la alta dificultad que tiene de almacenar su propio calor. En cuanto a la producción de energía eléctrica se ha utilizado de dos formas distintas:
 - 1.1 Forma directa: generación de vapor directamente en el receptor.
 - 1.2 Forma indirecta: mediante la absorción de calor por un fluido situado a una mayor temperatura y que entran en contacto en un intercambiador de calor.
2. **Aceites:** Son fluidos que están diseñados específicamente para el transporte de calor. El principal problema que tienen estas sustancias es que la mayoría de ellas presentan límite superior de temperatura de trabajo. Uno de los aceites más extendidos en la es el *Therminol VP1* cuyo rango óptimo de temperaturas no puede superar los 400°C.

3.3.3. FLUIDOS DE TRABAJO “SÓLIDOS FUNDIDOS”

1. Sales fundidas: Son sustancias que a las temperaturas de trabajo que funcionan las instalaciones de producción de energía eléctrica se funden y constituyen un gran fluido de trabajo por presentar una gran capacidad de almacenar calor. Sin embargo, a temperatura y presión ambiental son sustancias sólidas. Una de sus mayores limitaciones es que, al igual que con lo comentado anteriormente en los aceites, presentan un límite superior de temperatura de trabajo que se sitúa en torno a los 400°C. Una de las sales más extendidas es *Hitec XL* cuya composición según [35] es la siguiente:

$$12\% \text{ de } NaNO_3 + 44\% \text{ de } KNO_3 + 44\% \text{ de } (Ca(NO_3)_2)$$

2. Eutéctico plomo-bismuto: Es un metal líquido que en estos momentos se encuentra en procesos experimentales en plantas termosolares.

3.4. EFICIENCIA.

3.4.1. ÓPTICA

Al igual que en la tecnología “*Parabolic-Trough*” la eficiencia de la tecnología “*Linear Fresnel*” se puede definir de la siguiente manera:

$$Optical_{efficiency} = \frac{\eta(\theta)}{\eta_{opt}(\theta = 0)}$$

Donde el $\eta(\theta)$ se puede definir de tal forma:

$$\eta(\theta) = \cos(\theta) \cdot \rho_c \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Por lo tanto, el rendimiento solamente depende del ángulo de incidencia (θ) y de los parámetros ya mencionados de absorptancia " α ", reflectancia " ρ_c ", transmitancia " τ " y factor de obstáculos " γ " que son características de los espejos.

Por la siguiente gráfica, vamos a comprobar que la variación del ángulo de incidencia durante un año de la tecnología *Linear Fresnel* y de la tecnología *Parabolic-Trough* es similar y sigue la misma tendencia, en cambio, como vemos en la Fig. 22. el valor del $\cos(\theta)$ es significativamente mayor en la tecnología de Cilindro-Parabólicos. Este es el mayor problema de las plantas *Linear Fresnel*, su bajo rendimiento óptico.

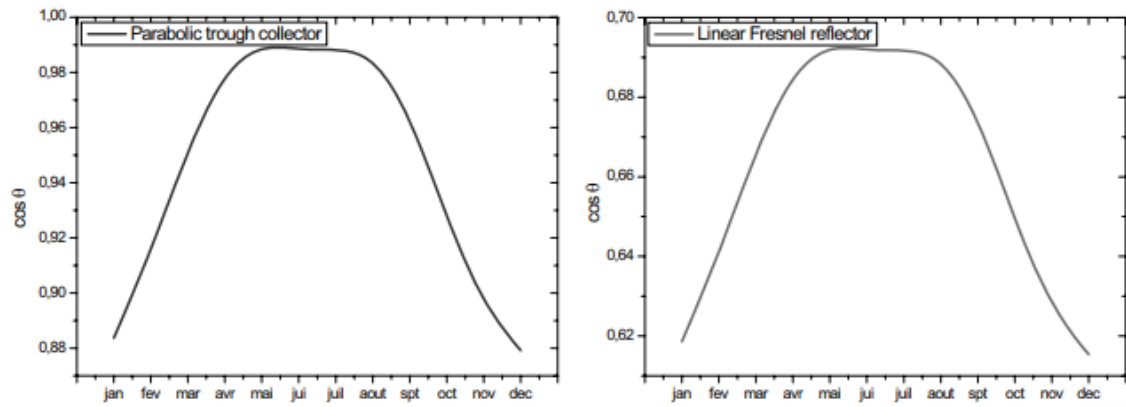


Fig. 22. Variación del valor del $\cos(\theta)$ durante un año en ambas [9]

Esto explica que la eficiencia óptica sea mayor en la tecnología “*Parabolic-Trough*” que en la tecnología “*Linear Fresnel*”

3.4.2. TÉRMICA

En cuanto a la eficiencia térmica, esta se define al igual que en los “*Parabolic-Trough*” con la siguiente expresión:

$$Thermal_{efficiency} = \frac{Q_{util}}{Q_{total}}$$

Sabiendo que el Q_{util} depende de la eficiencia óptica podemos afirmar que este valor también va a ser más pequeño que en la anterior tecnología y por lo tanto, el cociente también será menor. Esta es la mayor causa por la cual, la tecnología “*Linear Fresnel*” está mucho menos implantada y menos desarrollada que las tecnologías anteriores.

3.5. PÉRDIDAS

Existen diferentes pérdidas de energía debido a diversos factores que hacen que la eficiencia de los espejos no sea del 100%. Las pérdidas más importantes de los heliostatos son:

3.5.1. PÉRDIDAS DE DISEÑO

Son aquellas que se refieren a la disposición de los heliostatos en torno a la torre ya que debido a diversos factores como la distancia del espejo a la misma hace que la eficiencia del heliostato varíe. Estas pérdidas dependen fundamentalmente del siguiente factor:

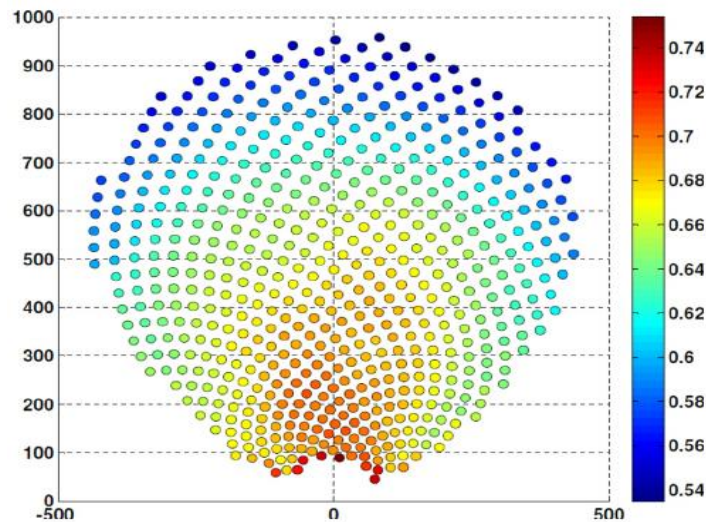


Fig. 23. Distribución de un campo de heliostatos. Los colores indican la eficiencia de cada espejo cuya leyenda aparece en la derecha del gráfico, los otros dos ejes muestran la distancia en metros a la torre. [36]

3.5.1.1. **Factor coseno:** se refiere a las pérdidas causadas por la inclinación del eje óptico del heliostato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Son proporcionales al coseno del ángulo que forman la normal a la superficie del espejo con la dirección del rayo incidente. Las pérdidas por factor coseno de los heliostatos situados en el norte de la torre son menor que los situados al sur ya que el área reflexiva es mayor en los heliostatos del norte que en los del sur y por tanto el coseno del ángulo anterior es mucho mayor.

Son las pérdidas más importantes en el campo solar y llegan a cuantificarse en torno al 20% de la potencia que refleja el heliostato

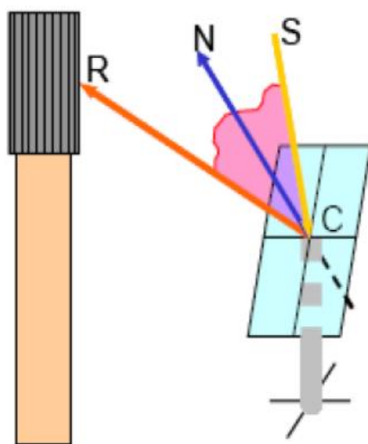


Fig. 24. Esquema factor coseno. [29]

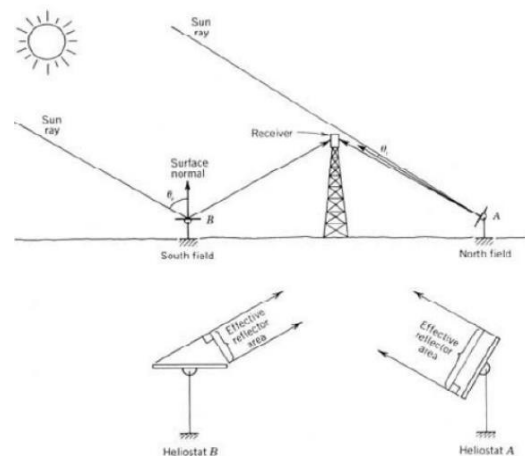


Fig. 25. Esquema área reflexiva para heliostatos situados al norte y al sur de la torre. [29]

- 3.5.1.2. Pérdidas por **sombras**: aquellas referidas tanto a las sombras que producen unos heliostatos sobre otros como a la sombra proyectada de la torre sobre el campo de espejos. Son función de la posición del sol, de la hora y del día del año. Fig. 27.
- 3.5.1.3. Pérdidas por **bloqueo**: caracterizadas por la fracción de la radiación reflejada por un heliostato que es bloqueada por su heliostato contiguo. Fig. 26.
- 3.5.1.4. Pérdidas por **desbordamiento de flujo (spillage)**: se define como la fracción de la radiación que una vez reflejada por el heliostato no alcanza la superficie del reflector. El mal diseño del sistema de seguimiento del sol y la ondulación (*waviness*) del heliostato son las principales causas de estas pérdidas.

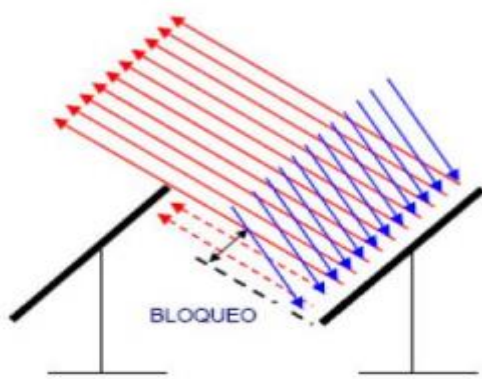


Fig. 26. Esquema pérdidas por bloqueo [29]

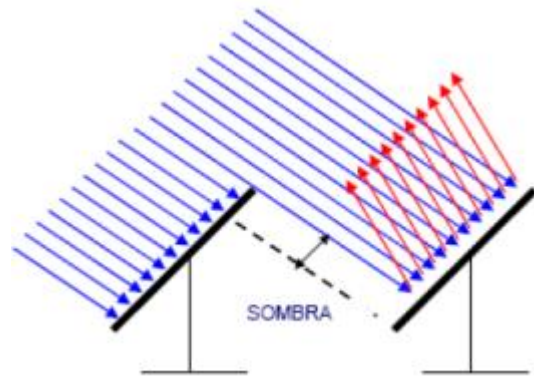


Fig. 27. Esquema pérdidas por sombra [29]

3.5.2. PÉRDIDAS DEBIDO A LAS CONDICIONES ATMOSFÉRICAS.

Se contabilizan como aquellas que debido a fenómenos climatológicos.

- 3.5.2.1. Pérdidas por **reflectividad**: una pequeña parte de la radiación que llega al espejo no es reflejada hacia la torre si no que o es absorbida por el mismo heliostato, o es reflejada en forma difusa. Aquí influye en gran medida el mantenimiento de los heliostatos ya que factores como la cantidad de polvo en la superficie del espejo y la limpieza del mismo afectan a estas pérdidas. Se cuantifican entre un 6-10 % de la radiación.
- 3.5.2.2. Pérdidas por **atenuación atmosférica**: una vez que el rayo ha sido reflejado por el heliostato, se pueden producir pérdidas debido a la dispersión de la radiación en su camino hacia el receptor y a procesos de absorción por parte del H₂O y CO₂ presentes en la atmósfera. Estas pérdidas son pequeñas pero aumentan tanto con la distancia entre el heliostato y el receptor como con la nubosidad entre los mismos.

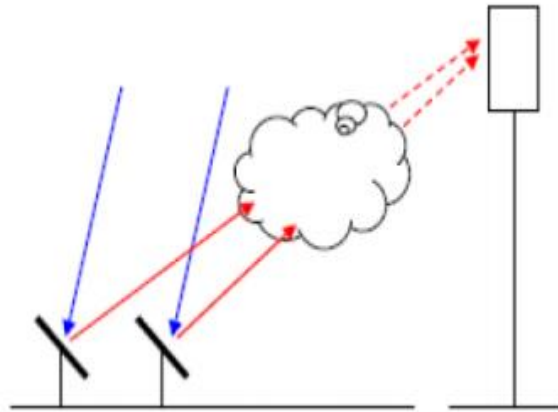


Fig. 28. Esquema atenuación atmosférica. [29]

Así, el rendimiento de cada heliostato podría definirse de la siguiente forma:

$$\eta_f = \cos\omega \cdot f_b \cdot f_{sp} \cdot f_{at}$$

Donde $\cos\omega$ es el factor coseno, f_b es el factor de bloqueo, f_{sp} es el factor de desbordamiento de flujo (spillage) y f_{at} es el factor de atenuación.

3.5.3. PÉRDIDAS EN EL RECEPTOR

Una vez que hemos cuantificado todas las pérdidas referentes a los espejos y a la posición de los mismos, debemos también caracterizar las pérdidas que se producen en el receptor.

- 3.5.3.1. Pérdidas por **radiación**: que se pueden dividir en pérdidas por reflexión en función de la absortividad de la superficie y pérdidas por emisión que dependen de la emisividad y de la temperatura de la superficie.
- 3.5.3.2. Pérdidas por **convección**: las que se producen desde la superficie del receptor hacia la atmósfera. Crecen a medida que aumenta el gradiente de temperaturas entre la superficie y el entorno.
- 3.5.3.3. Pérdidas por **conducción**: producidos entre el receptor y los elementos situados alrededor. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre ellos.

PÉRDIDAS		
Por diseño (factor coseno)	~ 20%	Potencia neta que llega al receptor ≈ 50%
Por reflectividad	~ 10%	
Por sombra	~ 1%	
Por bloqueo	~ 1%	
Por atenuación atmosférica	~ 5-6 %	
Por desbordamiento de flujo	~ 3%	
Referente al receptor	~ 10%	

Tabla 5. Importancia de las pérdidas en un campo de heliostatos.

3.6. ACTUALIDAD

Tal y como se ha comentado en la introducción, España es uno de los países donde la tecnología Fresnel tiene mayor importancia. Muestra de ello es la planta de Puerto Errado, que pertenece a la empresa *Novatec Solar*, situada en la población murciana de Calasparra donde podemos distinguir Puerto Errado 1 de menor potencia y utilizada como central piloto y Puerto Errado 2 que funciona como una central convencional.

3.6.1. PUERTO ERRADO 1

Se convirtió a mediados del año 2009 en la primera central de tecnología Fresnel que se conectaba a la red eléctrica comercial. La potencia de la planta asciende hasta los 1,4MW de producción de energía eléctrica ocupando un área de 21.567m². A finales del año 2014 se incorporó a la instalación un recorrido de sales fundidas DMS (*Direct Molten Salt*) que permitía a los colectores trabajar con mayores temperaturas (en torno a 500°C) que con el uso de aceites de transferencia de calor

3.6.2. PUERTO ERRADO 2

Fue la mayor planta de tecnología CLF en todo el mundo con una potencia nominal de 30MW eléctricos hasta que se construyó la planta de *Dhursar* en la India, que tiene una potencia de 125MW.

Tiene una superficie de 302.000m², la mayor superficie operacional de energía solar basada en la tecnología Fresnel del mundo. La temperatura y presión de trabajo son 270°C y 55 bar.

La energía producida por la planta de Puerto Errado 2 (PE2) es exclusivamente generada mediante energía solar. PE2 produce en torno a 50 millones de KWh anualmente lo que equivale a una reducción de, aproximadamente 16 toneladas de CO_2 y es capaz de abastecer a unos 12.000 hogares en España.



Fig. 29. 30MW Fresnel Plant Puerto Errado 2. Murcia, Spain. [34]

Datos planta de producción de potencia PE2	
Empresa	Novatec Solar
Modelo	28 filas de colectores Fresnel, turbina de vapor convencional y generador de energía eléctrica
Longitud campo solar	940m
Superficie solar	302.000m ²
Temperatura de trabajo	270°C
Presión de trabajo	55 bar
Potencia térmica máxima de salida	150 MW _{th}
Potencia eléctrica máxima de salida	300 MW _{el}
Rendimiento eléctrico	49GWh/year

Tabla 6. Datos planta de producción de potencia de "Puerto Errado 2" [23]

Alrededor del mundo destacan otras plantas de tipo CLF como la ya mencionada *Dhursar* en la India (125 MW_e) o *Solar Boost (Kogan Creek)* en Australia (44 MW_e) y existen numerosas plantas que están en proceso de construcción. Es interesante el dato de que la potencia eléctrica a instalar es el triple de la potencia eléctrica ya instalada. Así, podemos decir, que es un tipo de instalación en crecimiento y desarrollo y con una gran importancia y potencial futuros.

TECNOLOGÍA BEAM DOWN

4.1. INTRODUCCIÓN

La experiencia obtenida en los últimos años de distintos proyectos de investigación concluye que para conseguir altas eficiencias en la obtención de electricidad a partir de energía solar se necesitan altas temperaturas ($>1100\text{K}$). Para ello, la energía solar tiene que ser introducida con concentraciones mayores pero, en un gran número de ocasiones, no basta con mejorar los parámetros y las características del campo de heliostatos si no que, se necesita un segundo receptor.

Según los estudios de *Welford y Winston* en 1989, este segundo receptor tendrá asociado a su vez nuevas pérdidas (aumenta el número de reflexiones) que reducirán la eficiencia óptica global de la planta. Además, tendrá una gran importancia la forma, el tamaño y la posición del campo de heliostatos que deberán ser analizados y estudiados [2]

Por otro lado, existen también importantes pérdidas asociadas al transporte desde el receptor hasta el lugar donde se ubica la turbina. Para minimizarlas, una solución es instalar la turbina en un punto próximo al receptor pero, para ello se necesita una gran inversión en la estructura ya que las turbinas suelen ser muy pesadas.

Con todo esto, se llega a la conclusión de que la mejor opción es instalar un reflector suplementario entre el campo de heliostatos y el reflector principal donde se aloja la turbina. De esta manera, el segundo reflector (el principal) puede colocarse en el suelo evitando así sobrecostes en materiales estructurales y pérdidas en el transporte de la energía desde el receptor y el lugar donde se situará el ciclo de producción de potencia.

Desde un punto de vista matemático, la superficie del receptor intermedio debe ser cuadrática, concretamente un hiperboloide o un elipsoide. Ambas superficies podrían conseguir resultados similares y uno de los objetivos de este estudio es demostrar que la hipótesis del hiperboloide es más prometedora que la del elipsoide. Su análisis óptico será descrito en detalle más adelante.

4.2. PRINCIPIOS DEL REFLECTOR EN LA TORRE.

Como ya se ha visto anteriormente, el receptor intermedio va a tener una forma de hiperboloide o elipsoide (superficie cuadrática) donde el foco situado a una altura mayor va a ser el “*aim point*” o punto de destino de los rayos procedentes de los heliostatos. El foco situado a una altura menor, va a ser el punto donde vamos a situar el segundo receptor apoyado sobre el plano del suelo.

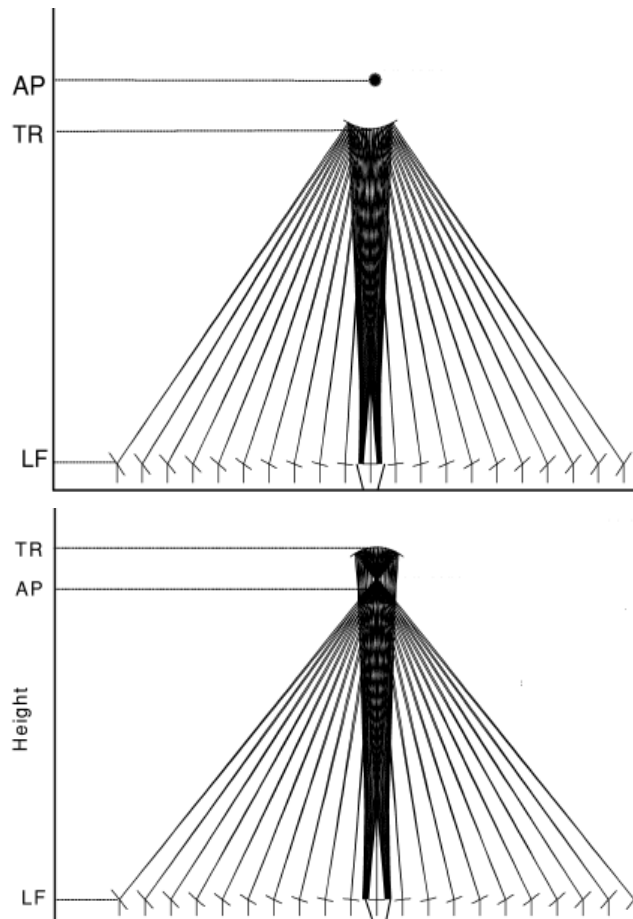


Fig. 30. Principios ópticos de reflexión en el reflector intermedio: a) espejo hiperboloide; b) espejo elipsoide. [2]

Las constantes que aparecen en las imágenes anteriores están definidas de la siguiente manera:

1. TR: tower reflector hight; altura del vértice del hiperboloide/elipsoide
2. AP: aim point; punto de destino de los rayos procedentes de los heliostatos.
3. LF: lower focus punto de destino de los rayos procedentes del receptor intermedio. Coincide con la altura del receptor principal.

En este tipo de sistemas de producción de potencia se necesitan altas concentraciones de energía. El hecho de utilizar un receptor intermedio con geometría cuadrática aumenta la imagen del sol en gran medida. Sin embargo al tener dos reflexiones en vez de una como en las tecnologías de “Cilindro-Parabólicos”, “Disco Stirling” y “Torre Solar” hace que la eficiencia disminuye por aumentar las pérdidas por reflectividad y por atenuación atmosférica.

Si desplazamos el hiperboloide intermedio hacia abajo (hacia el LF) o desplazamos el elipsoide hacia arriba hace que el aumento de la imagen solar sea considerablemente menor. (Fig. 31)

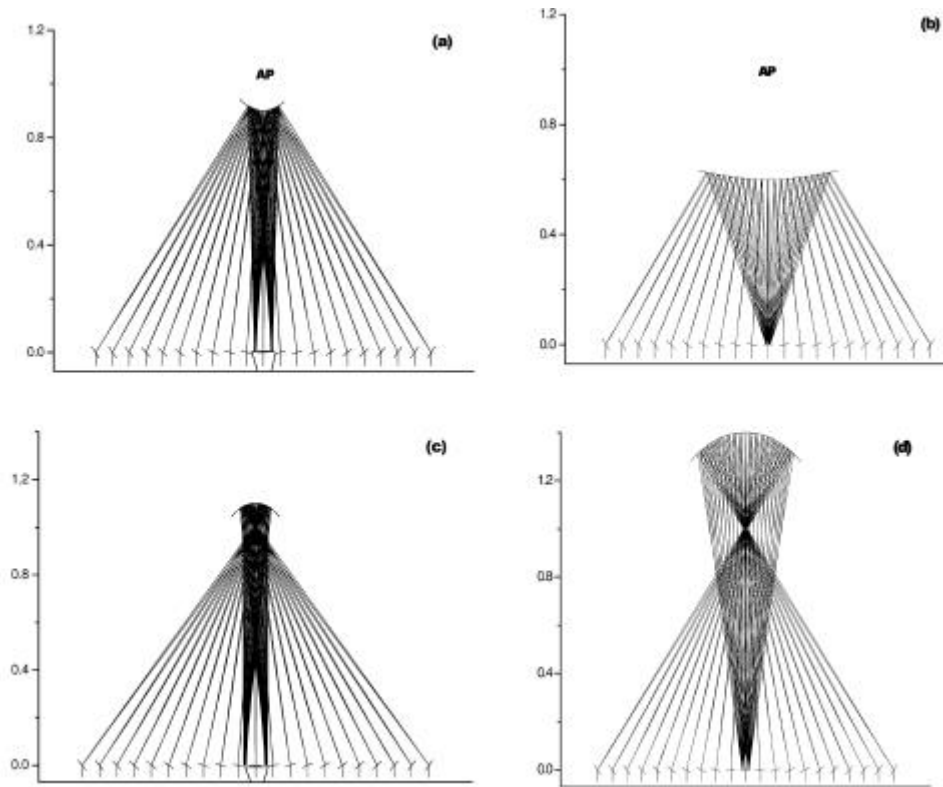


Fig. 31. Consecuencias del desplazamiento en vertical del receptor intermedio. En las figuras a) y b) se muestra un receptor en forma de hiperboloide y en las figuras c) y d) aparece el receptor en forma de elipsoide. [2]

Como podemos comprobar, para aumentar la imagen solar, en el caso del hiperboloide hay que desplazar el receptor hacia arriba y en el caso del elipsoide habría que desplazarlo hacia abajo. Al aumentar la altura del hiperboloide, la sombra que ejercerá sobre el campo de heliostatos será menor, en cambio, al disminuir la altura del elipsoide, este provocará una sombra mayor. Además, todo el estudio se realiza en función del punto de destino de los rayos procedentes de los heliostatos, el “aim point”, coincidente con uno de los focos de la curva.

Como vemos en la Fig. 31, a igual altura del “aim point”, la altura necesaria del receptor intermedio, en el caso del hiperboloide será siempre menor que la altura del elipsoide ya que el foco del hiperboloide siempre está por encima de la curva, al contrario que el foco del elipsoide que está por debajo. Al poder aumentar la altura todo lo que queremos en el caso del hiperboloide, reduciremos la sombra producida en los heliostatos y los costes en materiales estructurales no serán muy importantes ya que lo único que soportaría es un espejo. Todo el ciclo termodinámico posterior estaría en el suelo, en las inmediaciones del receptor principal.

APLICACIONES TECNOLOGÍA BEAM-DOWN

5.1. PARTICLES FLUIDIZED BED RECEIVER/REACTOR TEST WITH QUARTZ SAND PARTICLES

La universidad de Miyazaki realizó el estudio que consistía en la irradiación directa de los rayos solares haciéndolos pasar a través de un cristal de cuarzo situado en la parte alta del receptor principal.

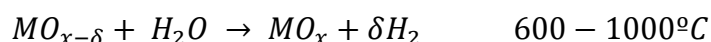
La irradiación procedente de los heliostatos, atraviesa el cristal y calienta directamente las partículas situadas en la región más elevada del lecho fluidizado. Un sistema de bombeo situado en la región central hace que se consiga una distribución de temperaturas uniforme de valor superior a 1000°C.

El objetivo de esta tecnología es conseguir un rango de temperaturas situado entre 1100-1400°C para poder producir Hidrógeno. Para ello se realiza un ciclo termoquímico en dos etapas:

1. La primera etapa consiste en una reducción térmica de un óxido como puede ser Ferrita o un compuesto no estequiométrico de óxido de cerio. Para ello se necesitan temperaturas mayores de 1300°C.



2. La segunda etapa consiste en la reacción conocida como “*Water splitting*” que no es más que una reacción química por la cual el agua se separa en oxígeno e hidrógeno.



El descubrimiento de esta reacción ha sido clave en la industria del hidrógeno y varios han sido los métodos utilizados anteriormente para ello como la electrólisis o la “*Photobiological water splitting*”, también llamada la fotosíntesis artificial, por la cual se consigue hidrógeno en un fotobioreactor mediante la fotosíntesis de un grupo de algas.

5.1.1. BEAM-DOWN SYSTEM

Para conseguir el Hidrógeno antes mencionado se propuso el diseño de un concentrador solar tipo *Beam-Down* para conseguir las altas temperaturas necesarias en el lecho fluidizado. Con todo esto, se diseñó un receptor elíptico en Agosto de 2012 (Fig. 32) y un campo de espejos parabólicos situados a ras de suelo orientados específicamente para dirigir los rayos solares hacia el foco del receptor elíptico.

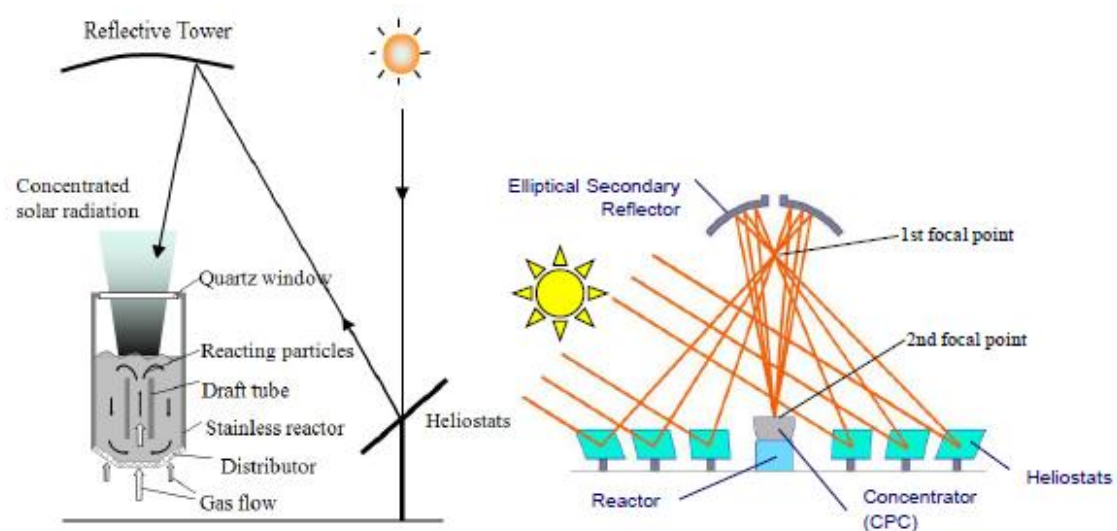


Fig. 32. Esquema del camino que siguen los rayos solares desde el sol hasta acabar en el segundo foco de la elipse donde se sitúa el receptor principal. [21]

Estos rayos solares, una vez que han impactado con dicho receptor intermedio, vuelven a ser reflejados hacia el receptor principal situado en el segundo foco de la elipse ya que, por las propiedades que tienen curvas cónicas como la elipse o la hipérbola, toda recta (rayo solar en este caso) dirigida hacia un foco de la misma es dirigida hacia el otro foco.

Es por ello por lo que es muy interesante colocar el receptor principal en el segundo foco ya que como todos los rayos solares están dirigidos en una primera instancia hacia el primero, una vez que impactan con este se dirigirán hacia el segundo.



Outline of beam-down concentrating system

Number of heliostat	88
Total area of heliostat mirrors	176 m ²
Height of tower	16 m
Diameter of elliptic reflector	4.6 m
Height of first focal	14 m
Height of second focal	10 m

Fig. 33. Detalles Planta Kodama, Japón. [21]

Una vez establecido la posición de los espejos con respecto al receptor elíptico, cabe mencionar el diseño que se ha realizado del receptor principal. Este tiene una altura total de 1525mm y, como vemos en la Fig. 34, tiene forma de embudo con un diámetro de entrada de 750mm y un diámetro de salida de 440mm. Está formado por numerosos cristales en su interior para mejorar la concentración de luz.

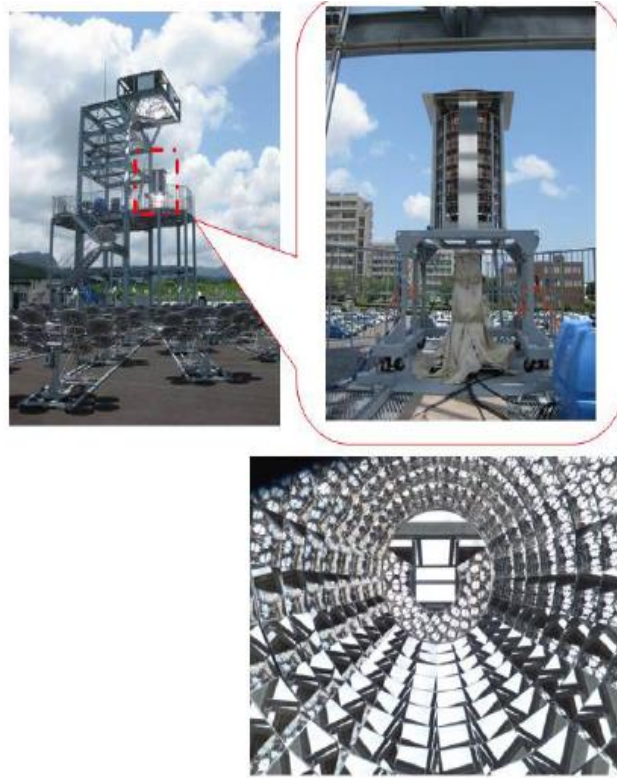


Fig. 34. Vista de los receptores elíptico y principal desde el suelo. [21]

5.2. THE MASDAR INSTITUTE SOLAR PLATFORM: A NEW RESEARCH FACILITY IN THE UAE

Por el contrario, “*The Masdar Institute Solar Platform*” ha desarrollado una nueva instalación (la primera situada en oriente medio) cuyo objetivo es el desarrollo de componentes de los CSP y de sistemas de almacenamiento de energía térmica.

Las principales metas de esta nueva instalación son reducir los costes de los componentes de los CSP y de los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) e incrementar la eficiencia aumentando la temperatura de trabajo. Inicialmente se construyó en el año 2009 como un prototipo pero ha sido modificada recientemente (2014) por superarse ampliamente las temperaturas supuestas en el estudio inicial y haber dañado parte de los componentes utilizados.



Fig. 35. Masdar Institute Solar Platform en, Abu Dhabi (UAE) [22]

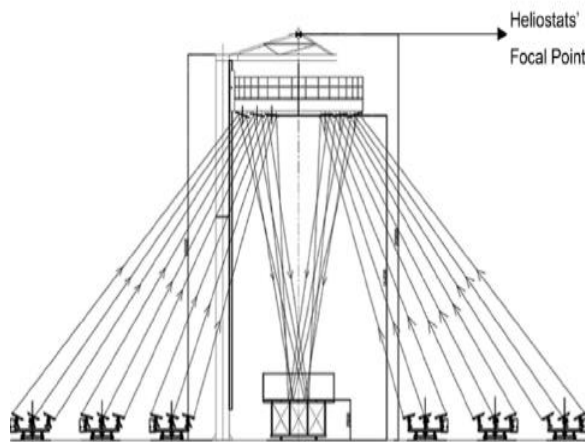


Fig. 36. Esquema Beam-Down de la instalación del Masdar Institute. [22]

5.2.1. BEAM-DOWN SYSTEM

Los heliostatos comprenden un total de $280,7\text{m}^2$ divididos en anillos y clasificados en 3 zonas claramente diferenciadas (A, B, C) en torno al receptor central parabólico de radio 18m. Hay un total de 33 heliostatos en forma “*Ganged-type*”, es decir, acoplados unos con otros formando uno de mayor tamaño, con aproximadamente unos 8m^2 de área que tiene la superficie de cada heliostato.

Estos heliostatos no están situados paralelos al suelo, si no que están alineados con el receptor central parabólico y se mueven con un sistema de seguimiento previamente calculado en función de los ángulos azimutal y altitud. Además, existe un sensor situado en la parte central de cada heliostato que simula el lanzamiento de un rayo solar hacia el receptor parabólico con el fin de controlar la posición de los espejos de la manera más precisa posible reduciendo con ello las pérdidas por desbordamiento de flujo “*Spillage*”

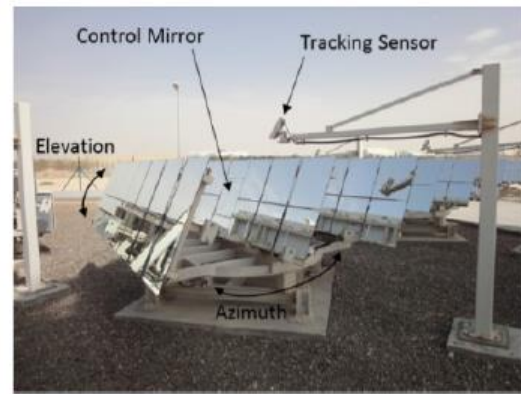
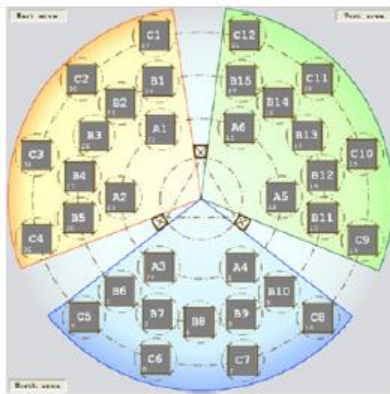


Fig. 37. Posición en las 3 zonas A, B, y C. y Detalle de un heliostato [22]

El receptor central tiene una altura de 20 m y está montado sobre una plataforma de 4 m desde el suelo. Cuenta con un total de 45 espejos (Fig. 38). Cada heliostato de la instalación tiene un espejo en el receptor parabólico donde van a parar todos los rayos solares procedentes de la primera reflexión. Además cada anillo presente en el receptor parabólico simula los anillos por los cuales se sitúan los heliostatos en la tierra.

Tal y como se ha dicho, en el receptor parabólico hay 45 espejos y en la instalación hay 33 heliostatos luego todavía es posible incrementar la energía de este sistema en el futuro ya que hay 12 espejos “libres”.

La mayor ventaja de esta planta es la misma que tienen los sistemas *Beam-Down* y es que el receptor principal puede colocarse a poca altura o incluso a ras de suelo, disminuyendo con ello los costes de una hipotética estructura que lo sujetase. Del mismo modo, el mayor inconveniente son las pérdidas debidas a la doble reflexión.



Fig. 38. Disposición de los espejos presentes en el receptor parabólico. [22]

El objetivo de esta universidad es mejorar el almacenamiento térmico en un tanque de cemento.

5.2.2. HOT OIL LOOP

Está compuesto por el receptor, una bomba que hace circular el aceite, un tanque de expansión que absorbe la presión de vapor y la dilatación del aceite con la temperatura, válvulas, un calentador eléctrico y un refrigerador. El hecho de tener un calentador eléctrico aporta grandes ventajas como poder trabajar simultáneamente en varios procesos a la vez, perfecto control de la temperatura del fluido y reproducción de cualquier posible condición atmosférica de irradiación solar. El ciclo de aceite ha sido modificado de tal manera que pueda ser testado y probado y los resultados han sido muy favorables ya que se ha diseñado un prototipo de TES que va a salir al mercado en el futuro que hace que se reduzcan los costes entre un 30-70% en comparación a los sistemas de almacenamiento de sales fundidas.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

6.1. HIPÉRBOLA

La hipérbola es la curva cónica definida por sus dos focos separados por una distancia “c” que cumple que la distancia $d_1 = F_1 \cdot P$ y la distancia $d_2 = F_2 \cdot P$ es igual a una constante “k”. Siendo P un punto perteneciente a la hipérbola.

$$d_2 - d_1 = k$$

Situando la hipérbola sobre el eje x, los focos están centrados en los puntos $F_1 = (-c, 0)$ y $F_2 = (c, 0)$. Con todo esto en coordenadas cartesianas sabemos que la constante $k = 2a$ donde a se define como la longitud del semieje mayor de la hipérbola:

$$\sqrt{(x+c)^2 + y^2} - \sqrt{(x-c)^2 + y^2} = 2a$$

Simplificando la ecuación anterior, tenemos:

$$\frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{(c^2 - a^2)} = 1$$

Definiendo una nueva constante como:

$$b^2 = c^2 - a^2$$

Tenemos la ecuación de la hipérbola centrada en un punto genérico (x_0, y_0) :

$$\frac{(x - x_0)^2}{a^2} - \frac{(y - y_0)^2}{b^2} = 1$$

Donde el parámetro b se define como el semieje menor de la hipérbola.

Por otro lado, combinando los valores anteriores podemos definir otra variable de gran importancia en nuestro proyecto: la excentricidad que siempre satisface que $e > 1$ ya que la distancia focal siempre es mayor que la distancia entre vértices de las curvas. Como se puede observar en la Fig. 39.

$$e \equiv \frac{c}{a} = \sqrt{1 + \frac{b^2}{a^2}}$$

Como base fundamental para el estudio de nuestro caso se ha utilizado la propiedad de la hipérbola que dice que toda recta (rayo solar en nuestro caso) procedente de un foco de la misma, una vez que golpea a la curva sale rebotada siguiendo la trayectoria hacia el otro foco.

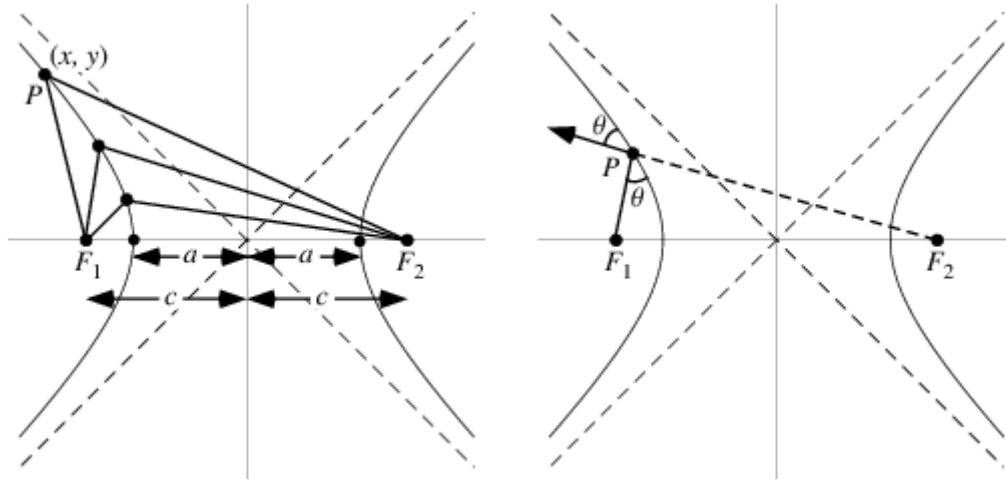


Fig. 39. Propiedades de las hipérbolas. [37]

6.2. ÁNGULOS SOLARES

Para nuestro estudio es necesario conocer y definir distintos ángulos solares para poder simular de la forma más fiel posible la posición del sol desde el amanecer hasta el anochecer y en cualquier día del año.

6.2.1. ÁNGULO DECLINACIÓN

El primer ángulo que vamos a definir es el ángulo **Declinación** que representa el ángulo formado entre el plano ecuatorial de la Tierra y el rayo-vector Tierra-Sol. Lo representaremos con la letra griega δ .

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin \left[\frac{2\pi(N - 81)}{365} \right]$$

Donde N representa el número del día del año en el que estamos. Por ejemplo, si estudiamos el 17 de febrero, $N = 48$ y si el día elegido es el 15 de agosto $N = 227$. Los $23,45^\circ$ muestran que la trayectoria del Sol no es paralela al ecuador si no que está $23,45^\circ$ inclinada.

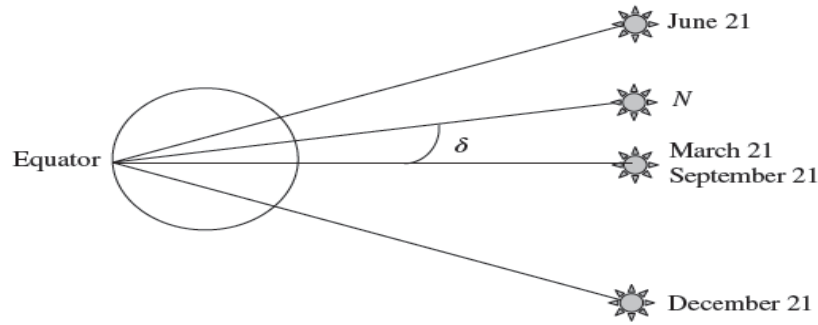


Fig. 40. Representación del ángulo Declinación. [5]

En la Fig. 40 anterior, aparecen distintas fechas que tienen una característica especial. Son las siguientes:

- 21 de Junio: Solsticio de verano. El sol alcanza el cenit en el trópico de Cáncer, es decir, se sitúa a la altura mayor posible desde el hemisferio norte.
- 21 de Marzo y 21 de Septiembre: Representan los equinoccios de primavera y otoño donde el Sol se sitúa en el plano del ecuador. Estos días son característicos porque la noche y el día tienen la misma duración.
- 21 de Diciembre: El sol alcanza el cenit en el trópico de Capricornio, es decir, se sitúa a la altura mayor posible desde el hemisferio sur.

En nuestro estudio, para facilitar los cálculos, nos vamos a centrar en el día 21 de Marzo, coincidente con el equinoccio de primavera y que tiene $N = 80$.

Una vez explicado lo anterior y antes de seguir definiendo más ángulos solares, debemos hablar del *Tiempo Solar* que representa la trayectoria angular del Sol desde el amanecer hasta el anochecer sabiendo que el mediodía solar es cuando el Sol se sitúa en el meridiano del observador. Es el tiempo utilizado en todas las expresiones de ángulos solares y para definirlo es necesario primero aplicar dos correcciones:

- Diferencia en longitud entre el meridiano en el que el *Tiempo Solar* tiene como referencia y el meridiano en el cual nos encontramos ya que para recorrer 1° , el Sol necesita de 4 minutos.

$$Tiempo_{Solar} = Tiempo_{real} + 4 \cdot (LMST - LOD) \quad \text{Cuando } LOD \text{ es positiva}$$

$$Tiempo_{Solar} = Tiempo_{real} - 4 \cdot (LMST - LOD) \quad \text{Cuando } LOD \text{ es negativa}$$

Sabiendo que LOD es la longitud en la que nos encontramos y $LMST$ es el tiempo de referencia respecto al meridiano de Greenwich. Se define como:

$$LMST = 15^\circ \cdot T_{GMT}$$

Sabiendo que T_{GMT} es la diferencia horaria con respecto al meridiano de referencia. En nuestro caso al situarnos en Madrid y estudiar el día 21 de marzo (horario de invierno) tenemos 1h de diferencia y $T_{GMT} = 1$. En cambio, si nuestro día de estudio fuera en verano $T_{GMT} = 2$.

- Basada en la Ecuación del Tiempo, EoT que representa la diferencia entre la hora solar aparente y la hora solar real. Se define como:

$$EoT = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B)$$

Donde B se define como:

$$B = \frac{2\pi}{365} (N - 81)$$

La EoT durante el año tiene la siguiente forma:

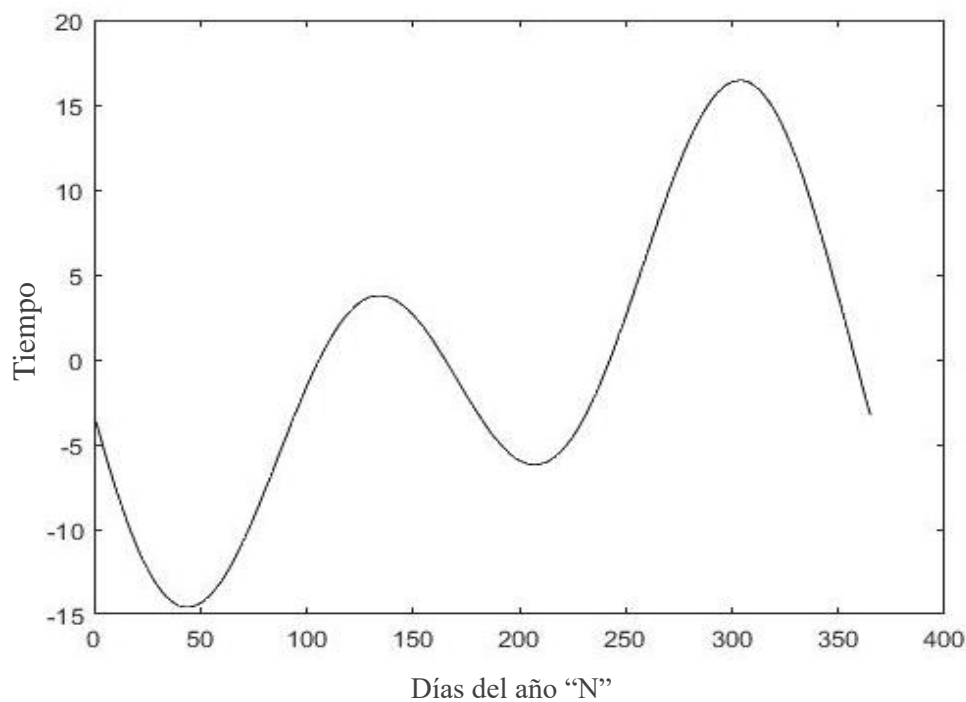


Fig. 41. Variación de la EoT durante el año

6.2.2. ÁNGULO HORARIO: ω

Se define como la trayectoria angular que realiza el Sol desde el amanecer hasta el anochecer tomando como referencia la posición del observador. Puede ser tanto positivo como negativo ya que se toma como referencia el mediodía solar. Responde a la siguiente ecuación:

$$\omega = (Tiempo_{solar} - 12) \cdot 15$$

El 15 que aparece en la expresión significa los 15° que avanza el Sol cada hora.

$$\frac{360^\circ}{24 \text{ horas}} = 15 \frac{^\circ}{\text{horas}}$$

6.2.3. ÁNGULO ALTITUD SOLAR: α_s

Se define como el ángulo formado por la horizontal con la recta que une el Sol con el observador. Aquí también podemos definir el ángulo cenital " θ_z " como el complementario del ángulo altitud ya que este ángulo se define como el formado entre el cenit y la recta que une el Sol con el observador. Se define con la siguiente expresión:

$$\alpha_s = \sin^{-1}[\sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)]$$

6.2.4. ÁNGULO ACIMUTAL: γ_s

Mide el desplazamiento del Sol con respecto a la línea del sur. Este ángulo toma valores desde (-90°) hasta $(+90^\circ)$ y toma el valor 0° cuando nos encontramos en el mediodía solar. Es el ángulo que se ha utilizado en nuestro proyecto para averiguar la inclinación de los rayos solares en función de la hora. Se define con la siguiente expresión:

$$\gamma_s = \sin^{-1}\left(\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(\alpha_s)}\right)$$

Una vez definido el ángulo acimutal γ_s también podemos definir el γ como el ángulo formado por la línea del sur con la proyección en la superficie de la normal al heliostato.

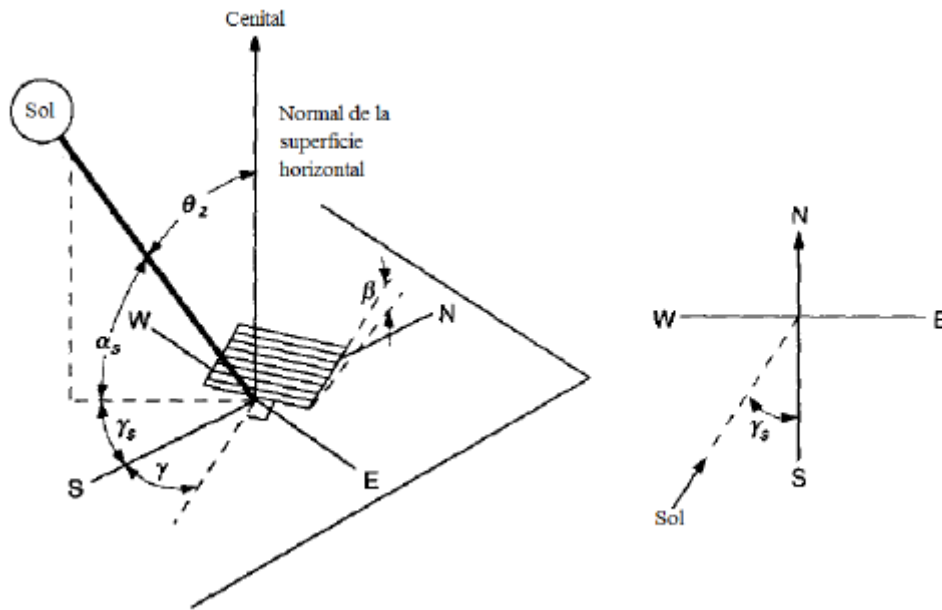


Fig. 42. Ángulos principales de un colector solar. [6]

β se define como la inclinación del heliostato con respecto a la horizontal.

6.3. FUNDAMENTOS ÓPTICOS

Nuestro proyecto está basado en la propiedad óptica de la reflectancia especular. En la reflectancia especular el rayo rebota contra la superficie y sale con el mismo ángulo que ha llegado con respecto a la normal del plano de la superficie.

Con todo esto, podemos definir que el ángulo de incidencia θ_{inc} es igual al ángulo reflejado θ_{ref} con respecto a la normal con una pequeña desviación llamada ángulo de divergencia ϕ . Aun presentando esta pequeña desviación, podemos considerar que en nuestro proyecto existe la reflectancia especular ya que el valor de $\phi = 0.004654 \text{ rad}$ (En nuestro proyecto ϕ lo hemos llamado ξ_0). El valor de la divergencia es tan pequeño que en el estudio propuesto no lo tendremos en cuenta.

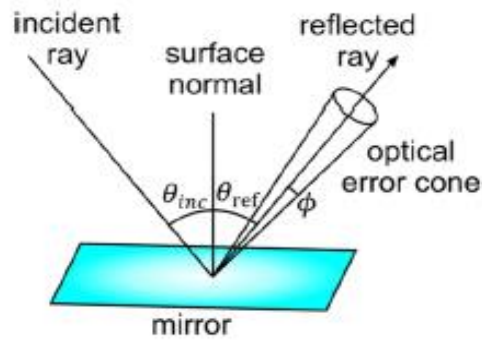


Fig. 43. Reflexión especular. [3]

Por lo tanto, suponemos que nuestro espejo es lo suficientemente plano y con un valor de rugosidad muy pequeño para así poder controlar la dirección del rayo reflejado.

Puede haber también reflexiones en forma difusa. Este tipo de reflexión ocurre en todas direcciones por lo que únicamente vamos a contabilizar como reflexión útil y aprovechable la reflectancia especular ya que es la que podemos dirigir y concentrar en puntos o pequeñas zonas acotadas para tener así una concentración y una temperatura elevadas.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO / MODELO TEÓRICO

7.1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se muestra el procedimiento utilizado en el proyecto. El primer paso del estudio es evaluar un solo heliostato para con ello obtener una simulación del recorrido de los rayos solares desde que impactan con los espejos hasta llegar al receptor principal. Se impondrán las condiciones de posición e inclinación de dicho heliostato. Posteriormente, en el siguiente apéndice, se aumentará el número de heliostatos y se modificará la hora de estudio para así mostrar la variación del ángulo de incidencia de los rayos solares en función del momento del día. Es aquí donde se introduce el método iterativo descrito en este apartado para así eliminar las pérdidas por sombreados y bloqueo de los heliostatos. Por último, se evaluará todo el ancho útil de los heliostatos y se calcularán tanto el rendimiento parcial de cada espejo como el global de la instalación en función de la hora de estudio.

7.2. DISEÑO DEL LFRSC

Basándonos en la segunda aproximación de los dos diseños que se proponen en el artículo [1] se ha implementado un programa con ayuda del software MatLab® mediante el cual, partiendo del uso de espejos de la misma anchura, se define el ancho del receptor plano situado a cierta altura $f > 0$. Además, se introduce una separación entre un heliostato y su heliostato adyacente para así evitar efectos de bloqueo de los rayos solares reflejados.

Para su correcto diseño, se ha supuesto lo siguiente:

- i. El sistema de seguimiento de los colectores está ajustado perfectamente y sigue el movimiento del Sol desde el amanecer hasta el anochecer.
- ii. Suponemos reflectancia especular.
- iii. Los rayos solares inciden perpendiculares al suelo.

La Fig. 44 muestra el esquema del diseño del LFRSC utilizando espejos de igual anchura y un receptor horizontal plano. En este diseño la inclinación θ de cada heliostato de anchura W es la adecuada para que cuando el rayo solar incida sobre el punto medio del espejo, rebote y salga en dirección del punto F , definido como el centro del reflector plano. De esta manera, todos los rayos solares que no salgan desde el punto medio del espejo, alcanzarían también el receptor plano y la concentración sería muy elevada. El ancho del receptor plano B todavía no es conocido, se determinará posteriormente mediante el proceso iterativo descrito en el siguiente apartado.

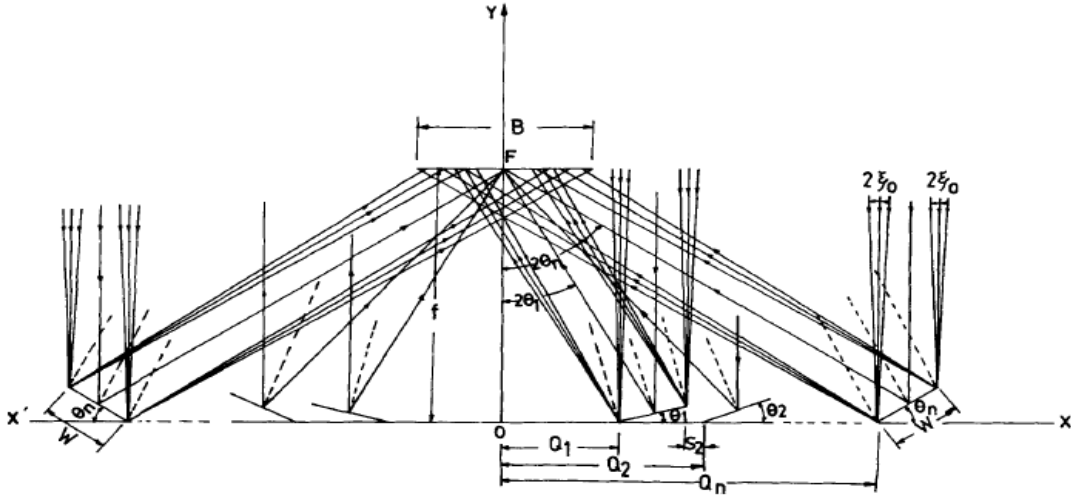


Fig. 44. Linear Fresnel Solar Concentrator con heliostatos de anchura constante. [1]

7.3. MÉTODO ITERATIVO

En una primera aproximación podemos suponer el ancho del receptor plano igual a la anchura W de los heliostatos. Posteriormente, cuando todo el proceso iterativo haya concluido, el receptor provocará una sombra sobre el plano horizontal, por lo tanto, ningún espejo puede situarse debajo del receptor plano, ya que estaría a la sombra.

Con todo lo anterior, podemos afirmar que el primer heliostato se situará a una distancia desde el punto F definido como centro del receptor plano igual a:

$$W/2 + f \tan(\xi_0)$$

Con f definido como la altura desde el receptor plano hasta el suelo y ξ_0 como la divergencia de los rayos solares.

Como hemos visto anteriormente, el ángulo de divergencia ξ_0 es tan pequeño que en nuestro proyecto vamos a considerar reflectancia especular, es decir, el cono que aparece en la Fig. 43 para nosotros no existirá y los rayos solares abandonarán el espejo con el mismo ángulo que han llegado. Solamente lo tendremos en cuenta en el proceso iterativo para situar los espejos y saber cuál va a ser la inclinación θ de cada uno pero una vez que el rayo haya sido reflejado por el heliostato, consideraremos una reflectancia especular ideal.

Usando geometría, es trivial definir cuál va a ser la inclinación del primer espejo:

$$\theta_1 = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{Q_1 + W/2 \cos \theta_1}{f - W/2 \sin \theta_1} \right)$$

Pero como vemos en la expresión anterior, es imposible despejar θ_1 por lo tanto, debemos utilizar un proceso iterativo partiendo de dos principios:

- i. El rayo solar, una vez que ha sido reflectado por el heliostato en su punto medio, alcanzará el punto F definido como centro del receptor plano.
- ii. El rayo solar reflectado no podrá ser bloqueado por el espejo adyacente.

La segunda condición que acabamos de imponer, implica que exista un cierto espacio entre espejo y espejo para evitar el bloqueo.

Si particularizamos todo lo anterior en el segundo espejo, la ecuación que nos proporcionará ese espacio entre el primer y el segundo heliostato es:

$$S_2 = W \sin \theta_1 \cdot \tan(2\theta_2 + \xi_0)$$

Por lo tanto, la localización del segundo espejo quedará de la siguiente manera:

$$Q_2 = Q_1 + W \cos \theta_1 + S_2$$

Y por último, la inclinación del segundo heliostato estará definida de la siguiente forma:

$$\theta_2 = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{Q_2 + W/2 \cos \theta_2}{f - W/2 \sin \theta_2} \right)$$

Con todo lo anterior, podemos definir expresiones generales para los valores de S_n , Q_n y θ_n particularizando en el espejo n .

$$S_n = W \sin(\theta_{n-1}) \cdot \tan(2\theta_n + \xi_0)$$

$$Q_n = Q_{n-1} + W \cos \theta_{n-1} + S_n$$

$$\theta_n = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{Q_n + W/2 \cos \theta_n}{f - W/2 \sin \theta_n} \right)$$

Con $\theta_0 = S_0 = 0$ y $Q_1 = W/2 + f \tan \xi_0$ como condiciones iniciales y n tomando valores desde 1, 2, ..., k siendo k el número total de espejos situados a una mitad y a otra del concentrador plano.

Es por tanto intuitivo que espejos de la misma anchura producirán diferentes anchuras en el receptor plano y esta anchura se va incrementando a medida que nos alejamos del receptor, es decir, el espejo k ésimo producirá la mayor anchura de imagen en el receptor.

Por lo tanto, como nuestro objetivo es interceptar toda la radiación reflejada por los espejos, el ancho del receptor vendrá determinado por la siguiente ecuación:

$$B = 2 \left[\left(Q_k + \frac{W}{2} \cos \theta_k \sec 2\theta_k \right) \frac{\sin \xi_0}{\sin 2\theta_k \cos(2\theta_k + \xi_0)} + \frac{W}{2} \cos \theta_k \sec 2\theta_k \right]$$

El ancho del receptor B , por lo tanto sería más grande que la anchura W de los heliostatos, entonces debemos ahora calcular el valor real de Q_1 , una vez que ya tenemos definido el ancho de nuestro receptor plano.

$$Q_1 = B/2 + f \tan \xi_0$$

RESULTADOS

8.1. DESCRIPCIÓN PRIMERA APROXIMACIÓN

En un primer estudio, se realizó la simulación óptica de un solo espejo y un solo rayo solar que incide perpendicularmente al plano del suelo. De esta manera, se obtiene el recorrido de los rayos solares desde que impactan en el heliostato, hasta que llegan al receptor principal situado en el suelo (donde estaría localizada la turbina) pasando previamente por el receptor hiperbólico secundario ubicado a una cierta altura.

El primer paso para la simulación es definir una serie de constantes que serán muy útiles en el desarrollo de la misma. Todas ellas están relacionadas con la posición del heliostato y son las siguientes:

Punto donde incidirá el rayo solar (coincidente con el punto medio del heliostato)

$$(x_g, y_g) = (1,5, 0,5) \text{ m}$$

Ancho del heliostato:

$$W = 1,5 \text{ m}$$

Inclinación del heliostato:

$$\theta = 20^\circ$$

Una vez que tenemos definidas estas constantes podemos calcular la recta que simulará la posición del heliostato.

$$y_{\text{heliostato}} = m_{\text{heliostato}} \cdot x + n_{\text{heliostato}}$$

Como tenemos la inclinación del heliostato, podemos calcular la pendiente con la siguiente ecuación:

$$m_{\text{heliostato}} = \tan(\theta)$$

Ahora solamente nos hace falta la ordenada en el origen $n_{\text{heliostato}}$ para tener definida por completo la recta que simula el espejo. Sabiendo $m_{\text{heliostato}}$ y conociendo un punto que pertenece a la recta (x_g, y_g) la calculamos:

$$n_{\text{heliostato}} = y_g - m_{\text{heliostato}} \cdot x_g$$

Una vez que tenemos el espejo totalmente definido, calculamos el rayo procedente del sol sabiendo que este incide perpendicularmente sobre el suelo, de manera que habría que definir una recta de la forma $x = \lambda$ siendo λ en este caso igual al valor de x_g .

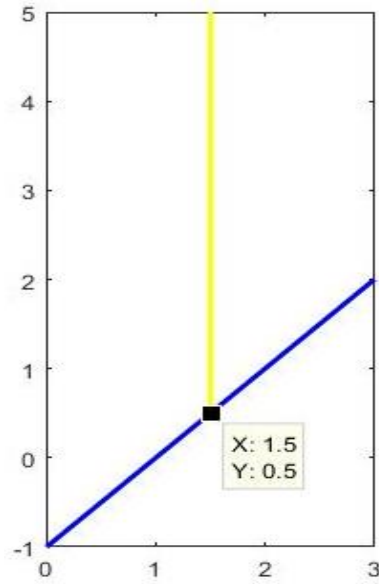


Fig. 45. Rayo solar (amarillo) incidiendo perpendicularmente al suelo en la placa (azul)

Una vez que está definido el rayo solar y el heliostato sobre el que incide, el siguiente paso es calcular la normal al espejo ya que como hemos visto anteriormente, suponemos reflectancia especular, es decir, el ángulo con el que el rayo se reflejará una vez que ha impactado con la placa será igual al ángulo que forman el rayo incidente y la normal al heliostato.

El primer paso es calcular la pendiente de la recta normal, sabiendo que se define como el opuesto del inverso de la pendiente de la recta del heliostato.

$$m_{normal} = \frac{-1}{m_{heliostato}}$$

Posteriormente, y con la pendiente de la recta normal al espejo ya calculada, procedemos a calcular su ordenada en el origen de la misma manera que para el heliostato y así tendremos la recta normal definida.

$$n_{normal} = y_g - m_{normal} \cdot x_g$$

La recta normal queda de la siguiente manera:

$$y_{normal} = m_{normal} \cdot x + n_{normal}$$

A continuación, calcularemos el ángulo entre el rayo solar perpendicular al suelo y la recta normal al heliostato que, por relaciones de perpendicularidad, será igual a la inclinación del heliostato sobre la superficie. Una vez tenemos este ángulo, necesitamos el suplementario ya que es el que utilizaremos para calcular la pendiente del rayo reflejado.

$$\gamma = \tan^{-1} \left| \frac{m_{normal} - m_{rayo_solar}}{1 + (m_{normal} * m_{rayo_solar})} \right|$$

$$\alpha = 180^\circ - (90^\circ + 2 \cdot \gamma)$$

En la anterior expresión aparece $m_{\text{rayo_solar}}$ que al incidir de forma perpendicular, forma 90° con el plano X y por lo tanto toma el valor de ∞ ya que:

$$m_{\text{rayo_solar}} = \tan\beta = \frac{\text{sen}\beta}{\text{cos}\beta}$$

Siendo β el ángulo de incidencia del rayo solar que en este caso son 90° y el $\text{cos}90^\circ = 0$. Por lo tanto, para los cálculos y la simulación en MatLab®, se ha tomado $m_{\text{rayo_solar}} = 10.000.000$.

Con todo esto ya podemos calcular la recta del rayo reflejado una vez que ha incidido sobre la placa y sabiendo que pasará por (x_g, y_g) podremos calcular tanto la pendiente como la ordenada en el origen.

$$m_{\text{rayo_reflejado1}} = \tan\alpha$$

$$n_{\text{rayo_reflejado1}} = y_g - m_{\text{rayo_reflejado1}} \cdot x_g$$

La recta que simula el rayo reflejado queda de la siguiente manera:

$$y_{\text{rayo_reflejado1}} = m_{\text{rayo_reflejado1}} \cdot x + n_{\text{rayo_reflejado1}}$$

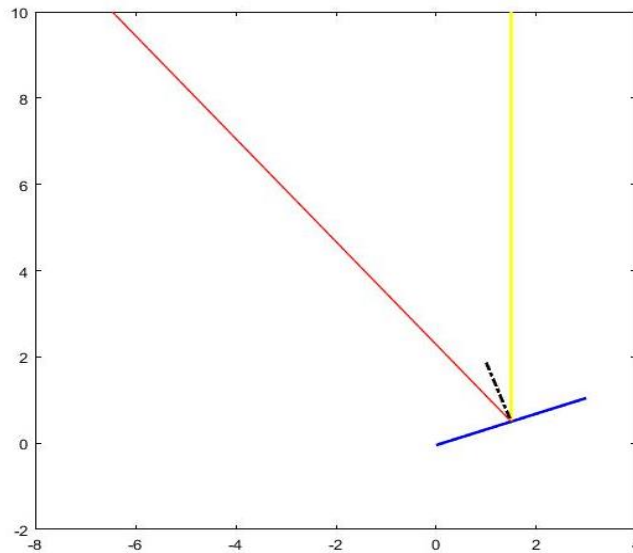


Fig. 46. Rayo reflejado en la placa (rojo) y normal a la misma (negro)

El siguiente paso es el dibujo del receptor que como ya se mencionó anteriormente podría ser tanto un hiperboloide como un elipsoide pero la experiencia nos ha mostrado que con el hiperboloide se obtienen unos resultados más prometedores.

Como estamos haciendo una simulación en 2 dimensiones, lo que en 3D sería un hiperboloide, aquí tenemos una hipérbola.

Además, como ya sabemos, la hipérbola es una curva simétrica, de ejes perpendiculares entre sí y compuesta de dos ramas abiertas en sentidos contrarios cuya diferencia de sus distancias a dos puntos fijos es siempre la misma.

En nuestro caso, la rama de la hipérbola simulará el receptor intermedio por lo tanto, necesitamos la ecuación de la hipérbola vertical. La siguiente expresión muestra la ecuación de la hipérbola vertical centrada en un punto genérico (h, k) .

La ecuación de una hipérbola en su forma más general es la siguiente:

$$\frac{(y - k)^2}{a^2} - \frac{(x - h)^2}{b^2} = 1$$

Donde:

a = distancia desde el centro a los vértices de la hipérbola.

b = distancia desde el centro a los puntos $B - B'$ de la hipérbola.

k = primera componente del centro de la hipérbola.

h = segunda componente del centro de la hipérbola.

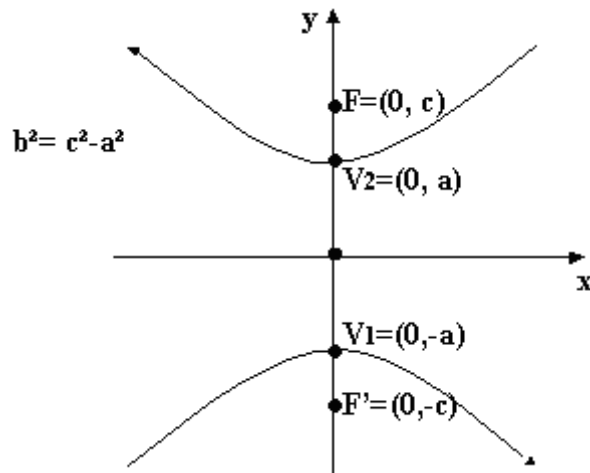


Fig. 47. Hipérbola Vertical [38]

La ecuación de nuestra rama positiva de la hipérbola es la siguiente:

$$y_{hipérbola} = k + \sqrt{\left(\frac{1 + (x - h)^2}{b^2}\right) \cdot a^2}$$

La ecuación de la rama negativa sería la misma solo que en vez de con el signo + con el signo −.

Con la hipérbola calculada, el siguiente paso es obtener el punto de corte entre el rayo reflejado y esta. Este punto, cuyas coordenadas son (x_{int}, y_{int}) nos va a dar mucha información, ya que a partir de él, calcularemos la tangente a la hipérbola y será la base para el cálculo posterior del rayo de la segunda reflexión. Para su obtención igualamos las ecuaciones del rayo reflejado y de la hipérbola de la siguiente forma:

$$y_g + m_{\text{rayo_reflejado1}} \cdot (x - x_g) = k + \sqrt{\left(\frac{1 + (x - h)^2}{b^2}\right) \cdot a^2}$$

A continuación, debemos calcular la derivada de la hipérbola para, a partir de ella, sacar la pendiente de la recta tangente a la misma y posteriormente calcular la recta normal.

$$Recta_{\text{tangente}} = \frac{d\left(k + \sqrt{\left(\frac{1 + (x - h)^2}{b^2}\right) \cdot a^2}\right)}{dx}$$

Evaluamos la ecuación de la recta tangente en x_{int} y obtenemos m_{tangente} .

Para poder dibujar la recta tangente a la parábola, teniendo un punto por el cual sabemos que va a pasar que es (x_{int}, y_{int}) y la pendiente de esta, solo nos hace falta calcular el valor de la ordenada en el origen.

$$n_{\text{tangente}} = y_{int} - m_{\text{tangente}} \cdot x_{int}$$

Con ello, ya podemos sacar la ecuación de la recta tangente a la hipérbola por el punto (x_{int}, y_{int}) .

$$y_{tan} = m_{\text{tangente}} \cdot x + n_{\text{tangente}}$$

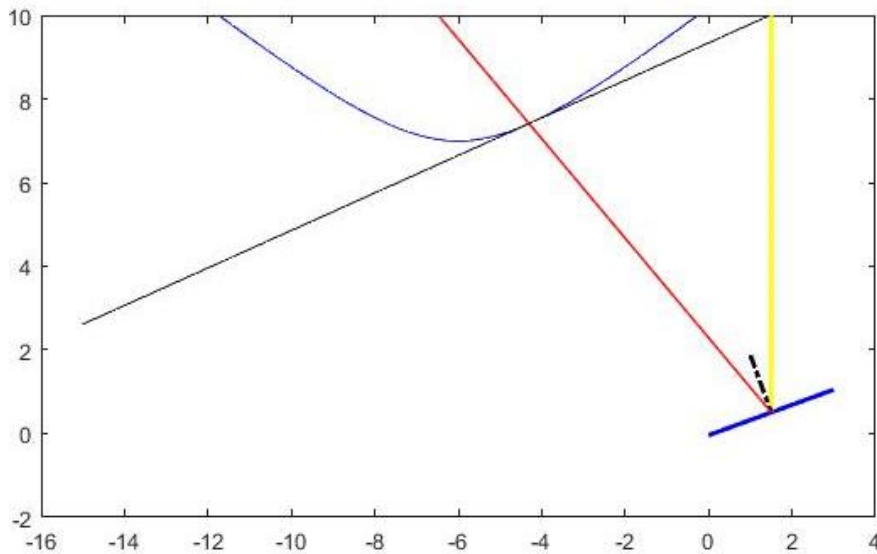


Fig. 48. Esquema reflexión con el receptor hiperbólico (azul) y la recta tangente al mismo (negro y traza continua) dibujados.

Posteriormente debemos calcular la segunda reflexión una vez que el rayo ha impactado con el receptor hiperbólico intermedio. Para ello, necesitamos primero calcular la recta normal a la curva partiendo de la recta tangente anteriormente calculada.

Sabemos que la pendiente de la recta normal a la curva va a ser el opuesto del inverso de la pendiente de la recta tangente.

$$m_{normal_parab} = \frac{-1}{m_{tangente}}$$

A continuación, debemos calcular como en las rectas anteriores el valor de la ordenada en el origen.

$$n_{normal_parab} = y_{int} - m_{normal_parab} \cdot x_{int}$$

Una vez que lo tenemos, ya podemos calcular la recta normal a la hipérbola.

$$y_{recta_normal} = m_{normal_parab} \cdot x + n_{normal_parab}$$

Una vez que tenemos la recta normal a la hipérbola calculada, nos encaminamos al último paso de la primera simulación que es el cálculo de la segunda reflexión.

Para ello, el primer paso es calcular el ángulo que forman el rayo solar de la primera reflexión con la recta normal a la hipérbola ya que el rayo de la segunda reflexión, saldrá con ese mismo ángulo.

$$\alpha_2 = \tan^{-1} \left| \frac{m_{normal_parab} - m_{rayo_reflejado1}}{1 + (m_{normal_parab} \cdot m_{rayo_reflejado1})} \right|$$

Sabiendo que el ángulo que formará con la horizontal seguirá la siguiente relación:

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_2}{2} + 90^\circ$$

Ya podemos calcular la pendiente y la ordenada en el origen de la recta que simula el rayo de la segunda reflexión:

$$m_{reflex2} = \tan \alpha_3$$

$$n_{rayo_reflejado2} = y_{int} - m_{reflex2} \cdot x_{int}$$

Con ello tenemos ya todos los datos necesarios para el cálculo del rayo de la segunda reflexión.

$$y_{rayo_reflejado2} = m_{reflex2} \cdot x + n_{rayo_reflejado2}$$

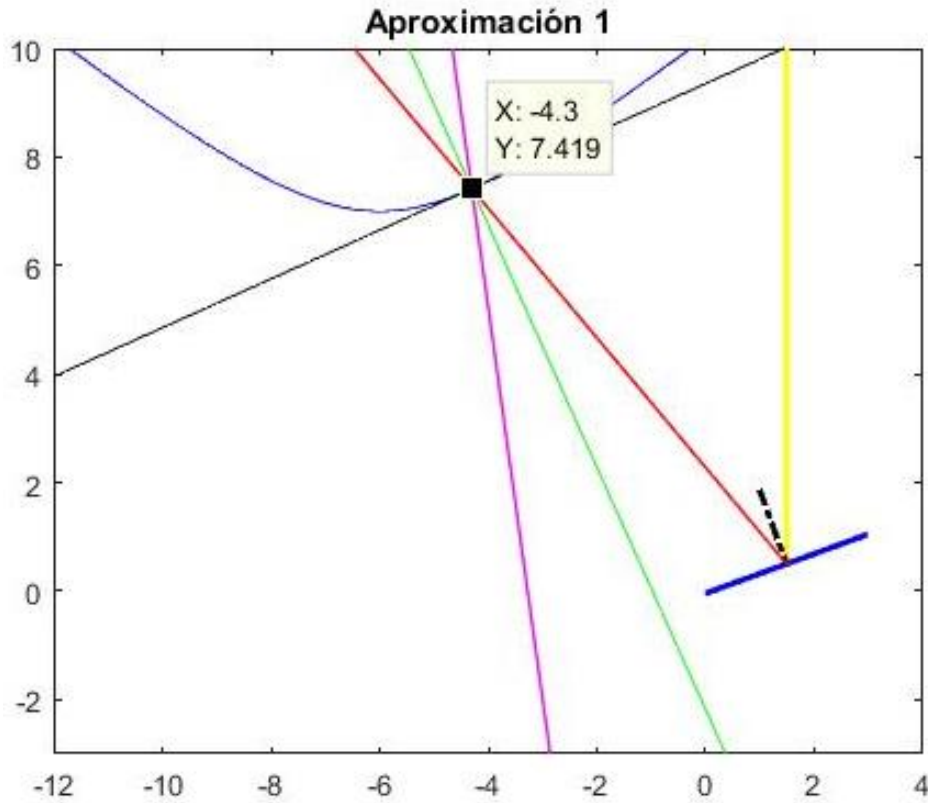


Fig. 49. Aproximación 1 completa. El rayo magenta simula el recorrido del rayo solar una vez que ha impactado con el receptor parabólico. La recta verde simula la normal a la tangente de la hipérbola.

8.2. ESTUDIO EN FUNCIÓN DE LA HORA

Una vez que ya hemos estudiado todo el comportamiento óptico de las reflexiones mediante la aproximación 1, debemos ahora realizar el estudio aumentando el número de espejos y variando la hora solar, ya que en la anterior aproximación, la única hora de estudio eran las 12:00.

Es aquí donde cobra importancia el proceso iterativo descrito en el apartado 7.3.

En la aproximación 1, como estudiábamos solamente un espejo, se imponían las condiciones de estudio que implicaban la posición y la inclinación del heliostato ya que solamente se buscaba realizar una simulación del recorrido de los rayos solares. Sin embargo, en esta segunda aproximación, se van a aumentar el número de heliostatos y por tanto necesitamos la utilización del proceso iterativo anterior para poder obtener S_n , Q_n y θ_n con $n = 1, 2, \dots, k$.

Tal y como vemos en la Fig. 44, el valor de Q_n nos da la posición de la esquina del heliostato más cercana al receptor horizontal plano pero no nos aporta ninguna información de dónde se encuentra el punto central del espejo donde incidirá el rayo solar. Este punto (x_g, y_g) debemos calcularlo porque aunque fijemos la posición vertical de todos los espejos en $y_{g_n} = 1m$ para simplificar los cálculos, x_{g_n} se define como:

$$x_{g_n} = Q_n + h + \frac{W}{2} \cos \theta_n$$

Donde:

- h : segunda componente del centro de la hipérbola. Indica el desplazamiento del receptor hiperbólico sobre el eje X (generalmente su valor será 0 ya que situaremos la hipérbola sobre el eje Y para simplificar los cálculos)
- W : anchura del espejo. En el estudio se ha impuesto $W = 1m$.
- Q_n : posición de la esquina más cercana del heliostato con respecto al receptor. Lo obtenemos del proceso iterativo.
- θ_n : inclinación de los heliostatos. Lo obtenemos del proceso iterativo.

Una vez que tenemos perfectamente definido el heliostato, tenemos que estudiar la inclinación de los rayos solares en función del momento del día en que nos encontremos.

Para ello, con la ayuda de las ecuaciones descritas en el apartado 6.1 de ángulos solares obtendremos el valor de los ángulos Declinación, Horario, Altitud y Acimutal para un día y un lugar determinado y mediante la *EoT* relacionaremos estos ángulos con la hora elegida de estudio en cada caso.

8.2.1. CONDICIONES INICIALES

Para poder averiguar la inclinación con la que llegan los rayos solares a impactar contra el heliostato es necesario primero establecer unas condiciones iniciales de tiempo y lugar en que nos encontramos.

8.2.1.1. LUGAR

Para nuestro estudio son necesarias las coordenadas del lugar donde nos encontramos. Las coordenadas vienen definidas por la Longitud y la Latitud. De tal manera que si establecemos nuestra simulación en la ciudad de Madrid, los valores de Longitud y Latitud serán los siguientes:

- Longitud: 3,7°
- Latitud: 40,416°.

8.2.1.2. TIEMPO

Además de elegir unas condiciones de lugar determinadas, debemos elegir en qué día del año nos encontramos. Para simplificar el estudio, se ha elegido el 21 de Marzo por ser el equinoccio de primavera que tal como se ha comentado en el apartado 9.2 el día y la noche tienen la misma duración.

Por otro lado, debemos también definir T_{GMT} sabiendo que representa la diferencia horario con respecto al meridiano de referencia que es el meridiano de Greenwich. Al haber elegido Madrid y el 21 de Marzo, tenemos horario de invierno y $T_{GMT} = 1$. En cambio, si nuestro día de estudio fuera en verano $T_{GMT} = 2$.

Una vez que se ha definido lo anterior se pueden calcular los valores de los ángulos solares y relacionarlos con la hora civil de estudio que se elija.

8.2.2. RESULTADOS FINALES ÁNGULOS SOLARES

Vamos a calcular ahora los valores de los ángulos solares más característicos para la simulación de 20 espejos cuando el rayo incide perpendicularmente al suelo.

8.2.2.1. ÁNGULO DECLINACIÓN δ :

Sabiendo que nuestro día de estudio es el 21 de Marzo, $N = 80$ y el ángulo declinación tomará el siguiente valor:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin \left[\frac{2\pi \cdot (N - 81)}{365} \right] = -0.4037^\circ$$

Este ángulo es independiente de la posición del Sol, solamente varía en función del día del calendario que nos encontremos, luego, para todas las horas del día 21 de Marzo, el $\delta = -0.4037^\circ$.

8.2.2.2. ÁNGULO HORARIO ω :

$$\omega = (Tiempo_{solar} - 12) \cdot 15 = -2.1563^\circ$$

8.2.2.3. ÁNGULO ALTITUD SOLAR α_s :

$$\alpha_s = \sin^{-1}[\sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)] = 49.1331^\circ$$

8.2.2.4. ANGULO ACIMUTAL γ_s :

$$\gamma_s = \sin^{-1} \left(\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(\alpha_s)} \right) = -3.2965^\circ$$

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los ángulos solares anteriores para cada hora del día 21 de Marzo en la ciudad de Madrid.

Hora del día	Ángulo Horario (°)	Ángulo Altitud (°)	Ángulo Acimutal (°)
6:00	-89.6563	0.000	-89.4698
7:00	-77.1563	9.4782	-81.2833
8:00	-62.1563	20.5500	-70.7852
9:00	-47.1563	30.8734	-58.6754
10:00	-32.1563	39.7904	-43.8393
11:00	-17.1563	46.2940	-25.2711
12:00	-2.1563	49.1331	-3.2965
13:00	12.8437	47.5377	19.2241
14:00	27.8437	41.9612	38.9097
15:00	42.8437	33.6181	54.7415
16:00	57.8437	23.6182	67.5143
17:00	72.8437	12.7097	78.3729
18:00	87.8437	1.3797	88.2943

Tabla 7. Evolución de los ángulos solares desde el amanecer hasta el anochecer

Tal y como se esperaba, el ángulo acimutal toma valores desde -90° hasta $+90^\circ$ ya que como se ha explicado en el apartado 9.2 es el ángulo que comprendido entre la línea del sur con la proyección en el plano del suelo de la recta que une el Sol con el observador. Tomando como referencia 0° cuando está alineado con el sur a las 12:00, a horas más tempranas el ángulo acimutal será negativo y a horas posteriores al mediodía el ángulo acimutal será positivo.

El ángulo altitud refleja el ángulo formado entre el plano del suelo y la línea que une el Sol con el observador y tiene una forma simétrica. El primer valor que toma son 0° en el amanecer y sigue una trayectoria creciente hasta las 12:00 ya que en ese momento es cuando el Sol alcanza el punto más alto del día. Posteriormente decrece hasta que el ángulo vuelve a ser 0° en el anochecer.

Intuitivamente esperaríamos que el Sol formara 90° con respecto al observador en su punto más alto, sin embargo, esto solo ocurre en las zonas situadas sobre el plano del ecuador, en el resto de lugares de la Tierra, debido a la inclinación de la misma, no se alcanzan los 90° . En la tabla, vemos como al mediodía se alcanza un ángulo cercano a los 50° .

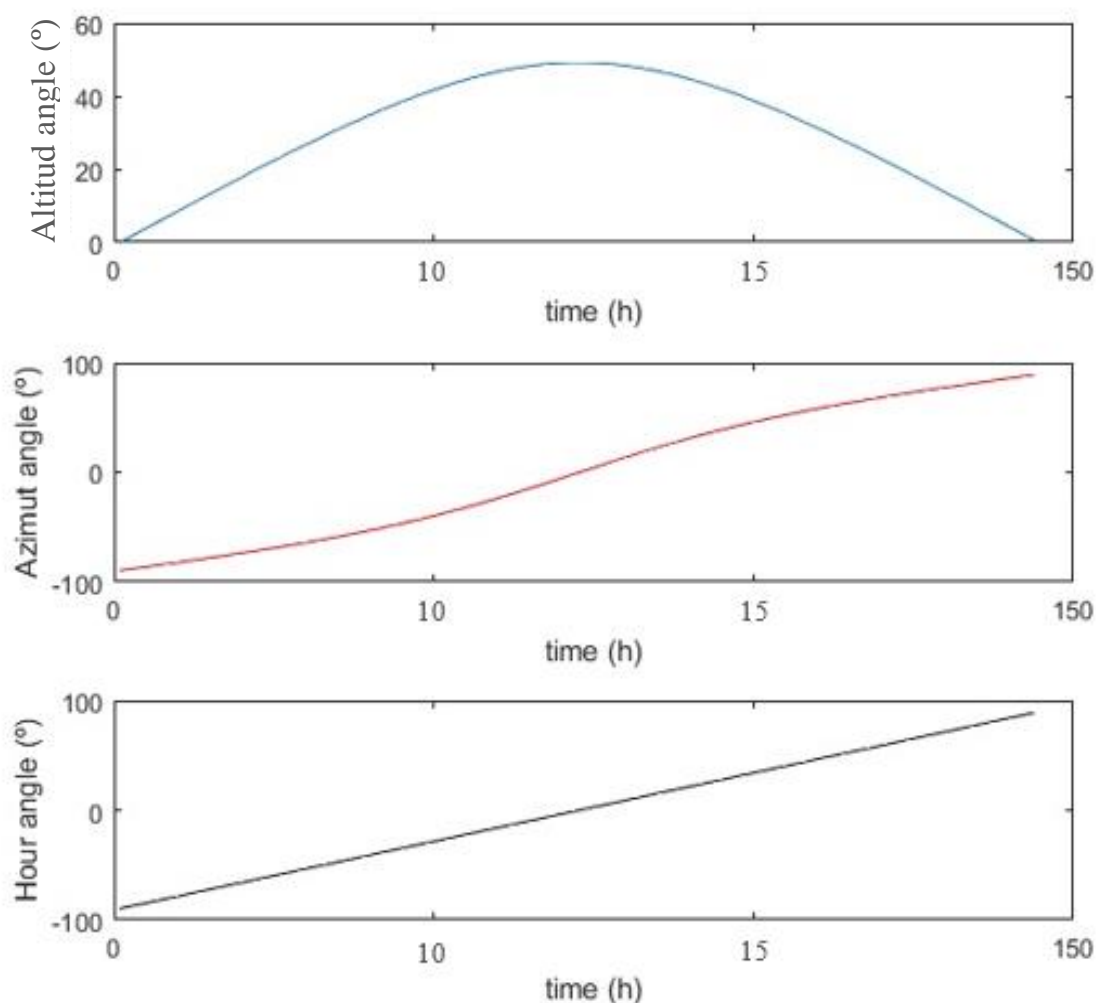


Fig. 50. Ángulos Altitud, Acimutal y Horario el 21 de Marzo en Madrid.

Una vez que tenemos definidos los ángulos solares para cada hora del día de estudio, siguiendo el proceso de cálculo descrito en la primera aproximación, podremos tener una visión global del recorrido de los rayos solares para el número de espejos y para la altura del receptor que se desee.

8.2.3. ADAPTACIÓN HIPÉRBOLA

Sin embargo la diferencia más importante entre la primera y la segunda aproximación no es el aumento del número de heliostatos de estudio, si no el ajuste de los parámetros de la hipérbola para que todos los rayos procedentes del punto medio de cada espejo, una vez que han golpeado con la misma, se dirijan al otro foco donde colocaremos el receptor principal.

8.2.3.1. VENTAJAS

Las principales ventajas de la configuración anterior son:

- El aumento en gran medida de la concentración ya que todos los rayos van a ir a parar al mismo punto
- La disminución en costes estructurales ya que la turbina y el resto de componentes del ciclo termodinámico se situará en el suelo.

8.2.3.2. INCONVENIENTES

- Sin embargo, la principal desventaja es el incremento de las pérdidas de energía de carácter óptico ya que al haber dos reflexiones, disminuiría la eficiencia por el aumento del factor de atenuación atmosférica.

Antes de empezar a definir las expresiones utilizadas para ajustar la hipérbola, debemos fijar el punto en el cual queremos que se sitúe el receptor principal (coincidente con el otro foco de la hipérbola).

$$(X_{Foco_2}, Y_{Foco_2}) = (h, y_G)$$

Como ya se ha visto anteriormente:

- h representa el desplazamiento de la hipérbola sobre el eje horizontal. Generalmente va a ser 0 ya que el receptor lo situaremos sobre el eje vertical.
- y_G : Altura del centro de los heliostatos.

Una vez elegido el lugar donde van a ir a parar los rayos solares una vez se produzca la doble reflexión, el primer paso para adaptar el receptor es fijar el valor de la excentricidad.

$$excentricidad = \frac{c}{a}$$

La excentricidad nos indica la abertura de la hipérbola. La *excentricidad* > 1 puesto que $c > a$. Cuando *excentricidad* ~ 1 las ramas de las hipérbolas son muy cerradas y la curvatura es alta, sin embargo cuando *excentricidad* $\gg 1$ las ramas de las hipérbolas son prácticamente planas como vemos en la Fig. 51.

Una vez fijado el valor de la excentricidad, con la anterior expresión calculamos el valor del semieje mayor de la hipérbola a

$$a = \frac{c}{excentricidad}$$

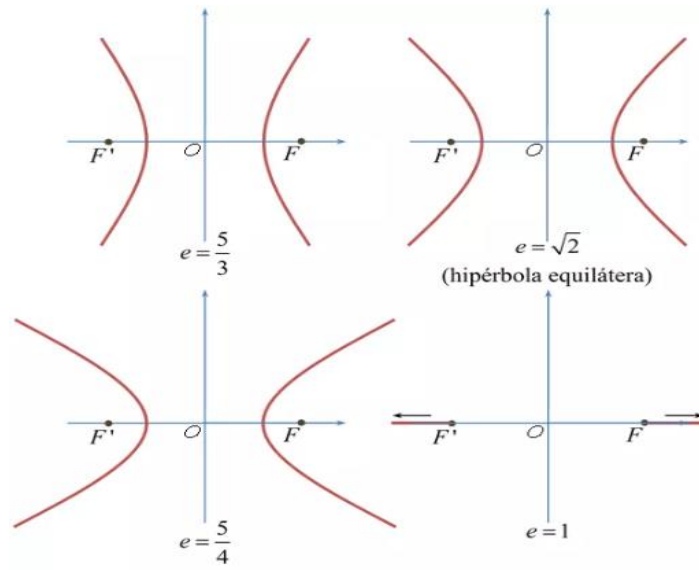


Fig. 51. Importancia excentricidad hipérbolas. [39]

Donde c se define como la distancia entre los focos y el centro de las hipérbolas. Como uno de ellos se encuentra en el punto (h, y_G) y el otro se encuentra en el punto (h, f) siendo f la altura del receptor plano utilizado en el proceso iterativo del apartado 10.2.1, c se puede calcular utilizando la siguiente expresión:

$$c = \frac{f - y_G}{2}$$

Una vez hemos averiguado el valor del semieje focal c y del semieje mayor de la hipérbola a mediante la siguiente expresión calculamos el valor del semieje menor b :

$$b = \sqrt{c^2 - a^2}$$

Por último, nos queda calcular el valor de la segunda componente del centro de la hipérbola k :

$$k = c + y_g$$

Con todos estos parámetros definidos, sea cual sea la hora de estudio y, por lo tanto, sea cual sea la inclinación de los rayos solares, toda la irradiación procedente del punto medio de cada espejo irá a parar al punto $(h = 0, y_G = 1)$.

Las siguientes imágenes muestran todo lo anterior variando la hora de estudio desde el amanecer hasta el anochecer. Suponiendo lo siguiente:

- $Número_{espejos} = 20$
- $Altura_{receptor} (f) = 30 \text{ m}$
- $Excentricidad = 1,4$.
- $Anchura_{espejos} (W) = 1 \text{ m}$
- $\xi_0 = 0,00465421 \text{ rad}$.

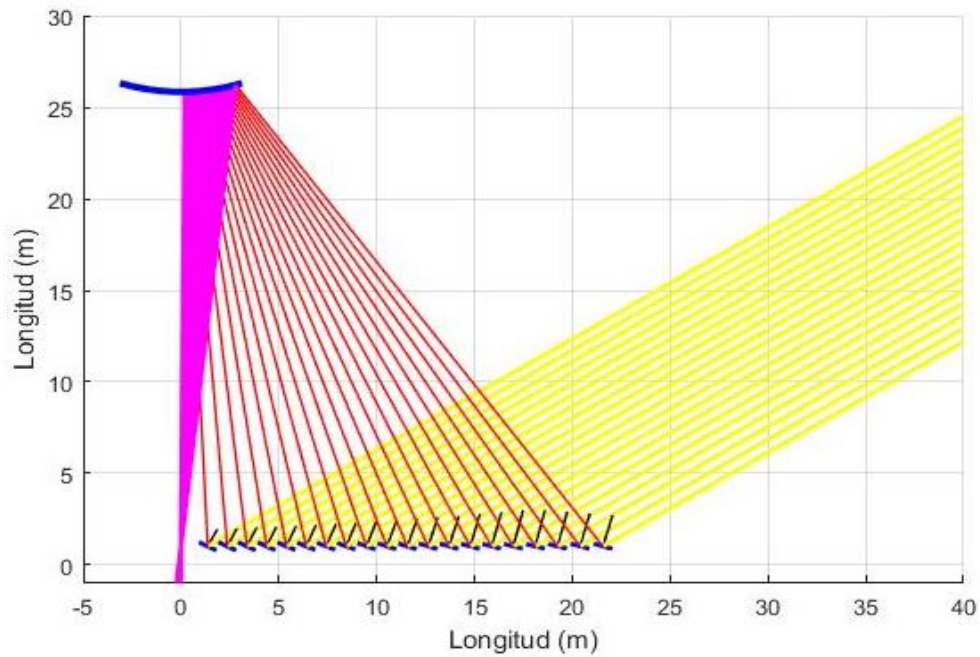


Fig. 52. Estudio en función de la hora: 9:00 AM

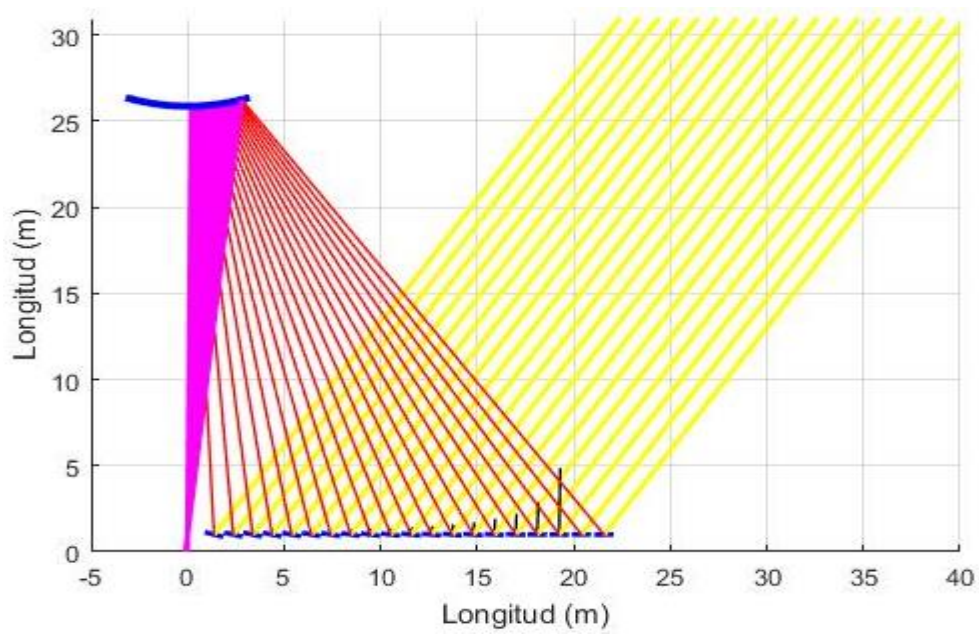


Fig. 53. Estudio en función de la hora. 10:30 AM

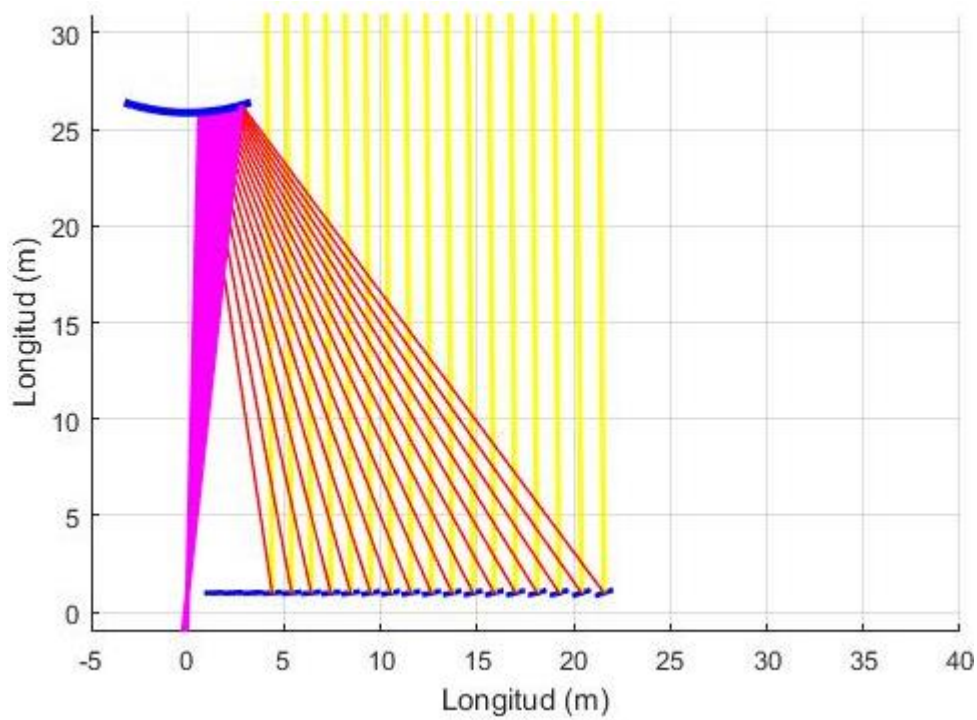


Fig. 54. Estudio en función de la hora: 12:00 PM

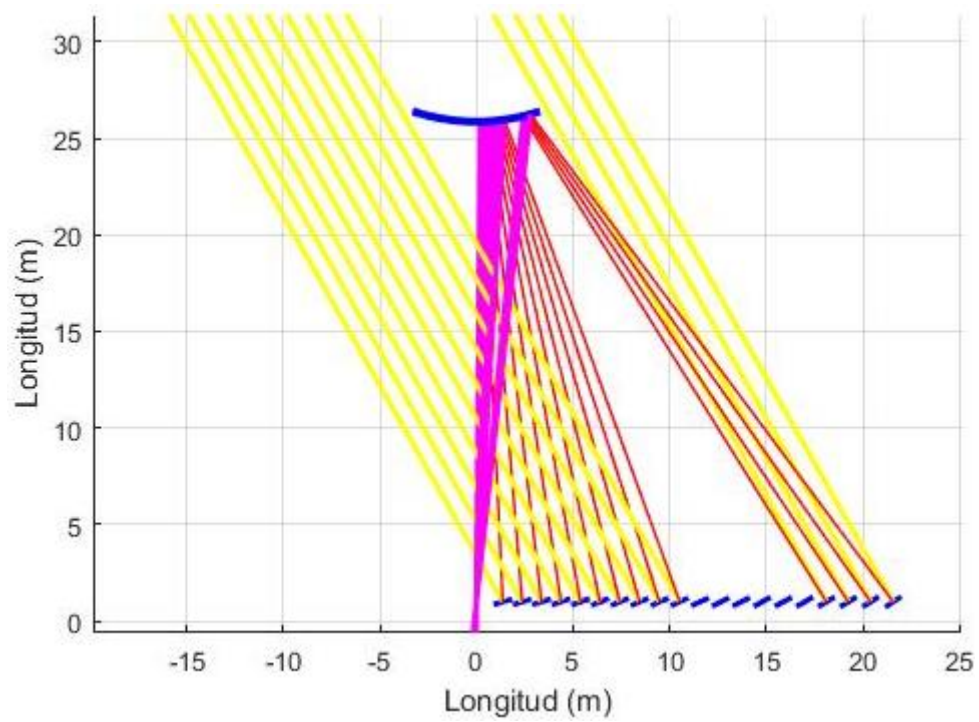


Fig. 55. Estudio en función de la hora: 13:30 PM

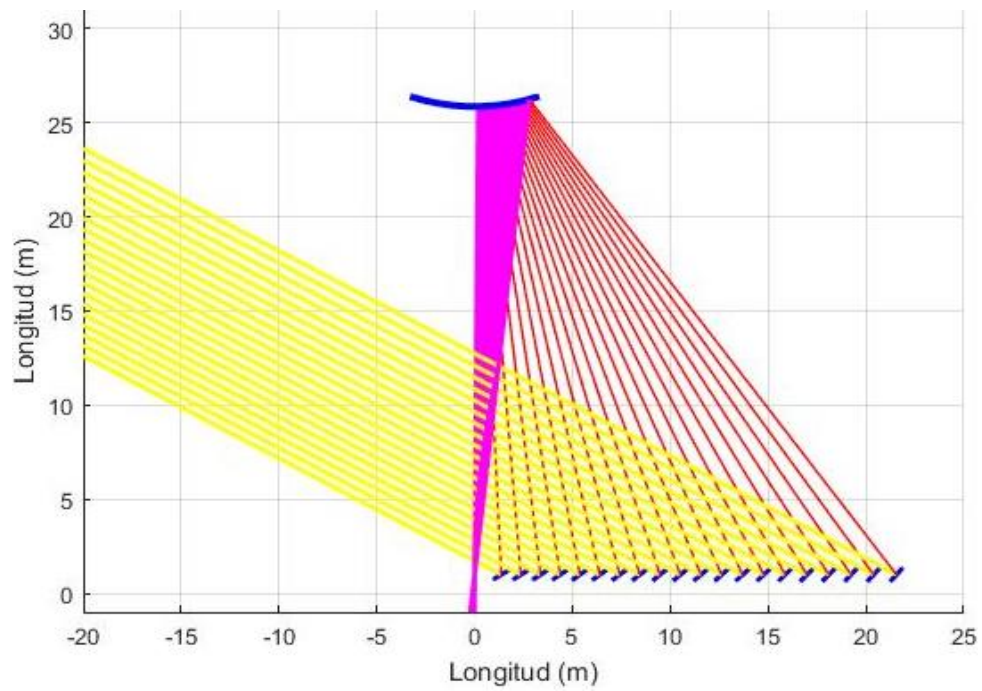


Fig. 56. Estudio en función de la hora: 15:30 PM

8.3. ESTUDIO COMPLETO

Una vez se ha estudiado cómo evoluciona la inclinación de los espejos en función de la hora solar de estudio y se ha ajustado los parámetros de semieje mayor, menor y focal de la hipérbola para concentrar todos los rayos solares en un punto, el siguiente paso es incorporar un nuevo parámetro llamado $N_{divisiones}$. Con la incorporación de esta nueva variable podremos evaluar el ancho completo del espejo y no solo el rayo solar central evaluado en los dos apartados anteriores.

8.3.1. SOMBREADO EN FUNCIÓN DE LA HORA

8.3.1.1. SOMBRAS

Con la división de cada heliostato en un número determinado de divisiones se podría hacer un estudio más avanzado del espejo.

Como vemos en la Fig. 57, el espejo se va a dividir en n partes, de tal manera que se pueda evaluar todo el ancho del heliostato y no sólo el rayo que procede del punto medio que como se ha explicado en los apartados anteriores, acabará en el segundo foco de la hipérbola coincidiendo con el receptor principal.

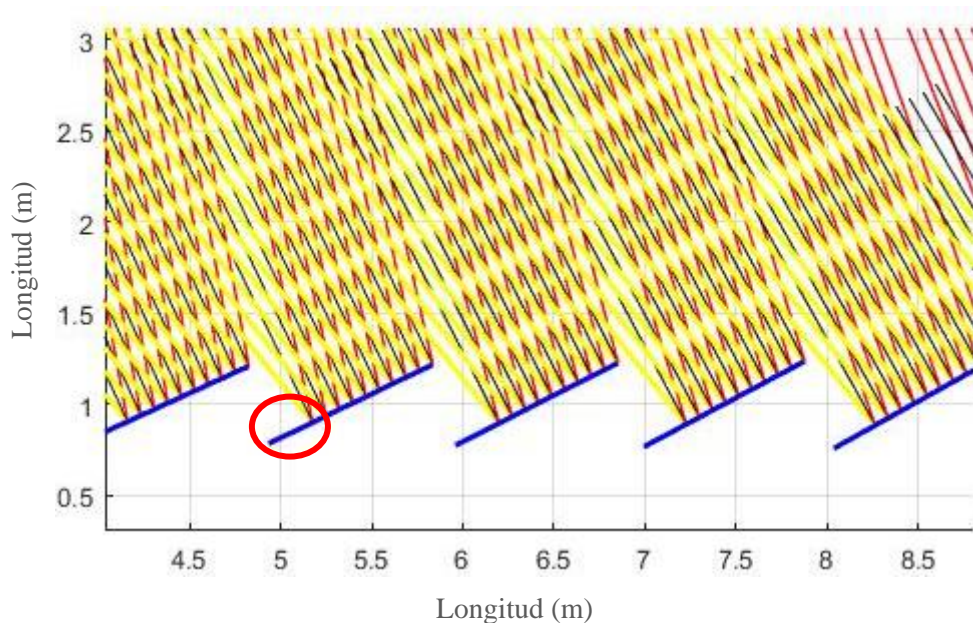


Fig. 57. División de cada heliostato en $N_{divisiones}$ para su estudio completo.

En la Fig. 57 la zona marcada por el círculo rojo aparece sin dividir. Esta parte de cada espejo representa la zona sombreada por el heliostato anterior. En el método iterativo se obtiene un parámetro S_n que representa la mínima separación que tiene que haber entre espejo y espejo para evitar los efectos de sombra y bloqueos, sin embargo, esto solo ocurre a las 12:00 que es cuando el rayo solar incide perpendicularmente al suelo.

Durante el resto del día existe una zona de cada espejo que permanece a la sombra por el efecto del heliostato anterior, y a medida que nos alejamos de las horas cercanas al mediodía, la parte sombreada aumenta por aumentar la inclinación con la que llegan los rayos solares a los espejos.

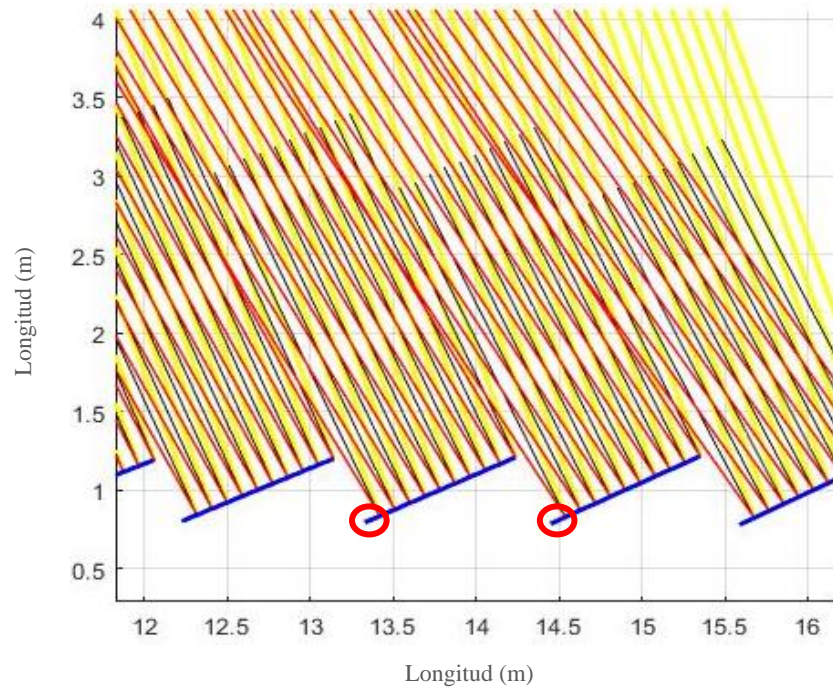


Fig. 58. Detalle divisiones espejo 13:00 PM

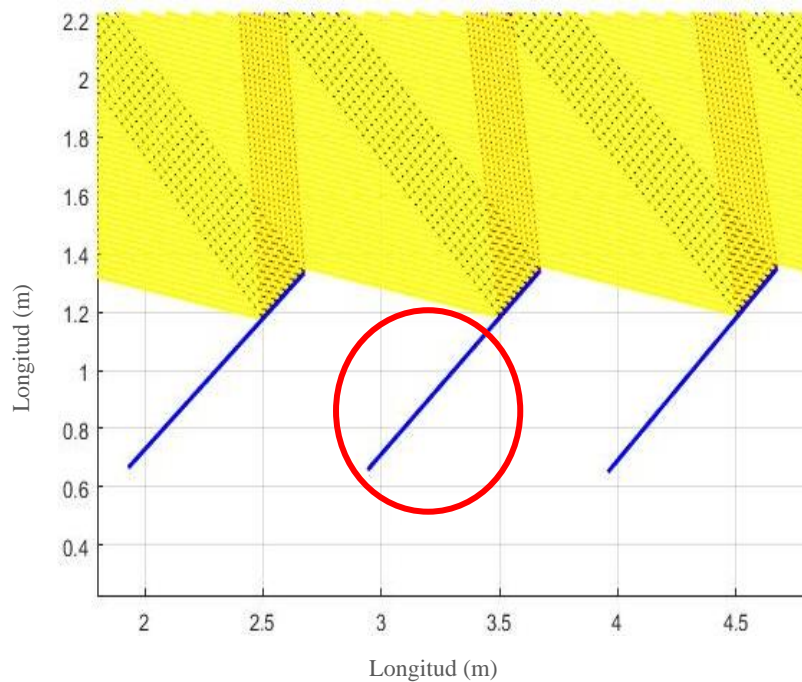


Fig. 59. Detalle divisiones espejos 17:00 PM

Tal y como vemos en las Fig. 58 y Fig. 59, la diferencia entre encontrarnos en las horas cercanas al mediodía solar y alejarnos de él es muy importante. Desde la primera imagen hasta la segunda solamente han transcurrido 4 horas y hemos pasado de evaluar prácticamente el 100 % del ancho del espejo a centrarnos solo en un porcentaje alrededor del 20 %.

En la Fig. 60 y en la tabla 8 aparece desglosado la evolución del porcentaje medio de cada espejo que permanece sombreado a lo largo de un día.

Horas	% del espejo a la sombra
6:00	98,145 %
7:00	78,859 %
8:00	53,245 %
9:00	26,033 %
10:00	7,9474 %
11:00	1,1663 %
12:00	0,0000 %
13:00	1,1663 %
14:00	7,9474 %
15:00	26,033 %
16:00	53,245 %
17:00	78,859 %
18:00	98,145 %

Tabla 8. Sombreado en función de la hora.

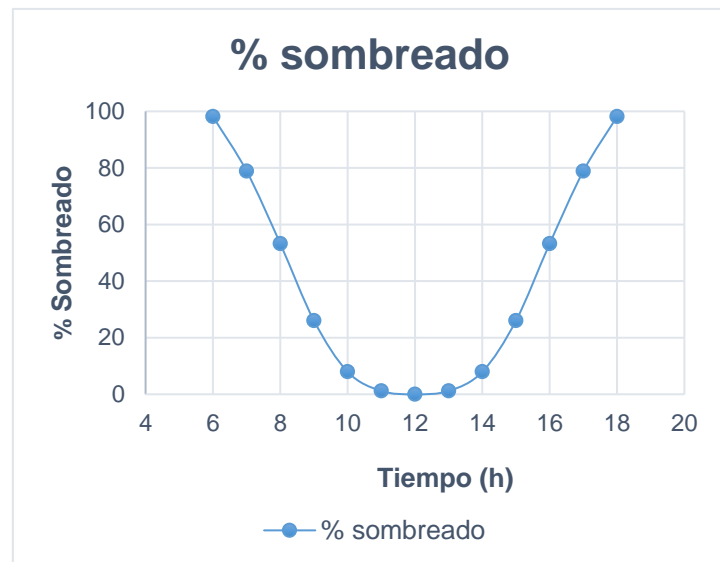


Fig. 60. Relación entre el porcentaje de espejo sombreado para cada hora del día.

Como vemos, entre las 10:00 y las 14:00 el porcentaje sombreado de los espejos no supera el 8%. Sin embargo a partir de las 16:00 y antes de las 8:00 aparece sombreado ya más del 50% del ancho útil del heliostato.

Este aspecto es de gran importancia pues nos da una idea de que la eficiencia en las horas cercanas al cenit solar será elevada y caerá de forma brusca a medida que nos alejamos del mediodía.

8.3.1.2. DIVISIONES

Una vez definido y explicado las pérdidas por sombreado en función de la hora del día de estudio, debemos determinar es el número de divisiones que debemos aplicar en la zona útil, de tal manera que se pueda fijar para todos los estudios posteriores y no se convierta en una variable más.

Para ello se ha evaluado el rendimiento global de la planta frente al número de divisiones fijando el número de espejos, la altura del receptor secundario y la excentricidad de la hipérbola.

Como vemos en la tabla 10 a partir de $N_{divisiones} = 10$ el rendimiento no varía de forma significativa, si no que tiende a un valor de aproximadamente 26%. Es por ello por lo que para cálculos y estudios posteriores, el número de divisiones escogido será de 10.

N_espejo	Altura (m)	Excentricidad
10	20	1,4

Tabla 9 Definición constantes:

N_divisiones	Rend_global
2	45 %
4	23 %
6	15 %
8	26 %
10	27 %
12	26 %
14	26 %
16	24 %
18	25 %

Tabla 10. Rend_global vs. Número de divisiones

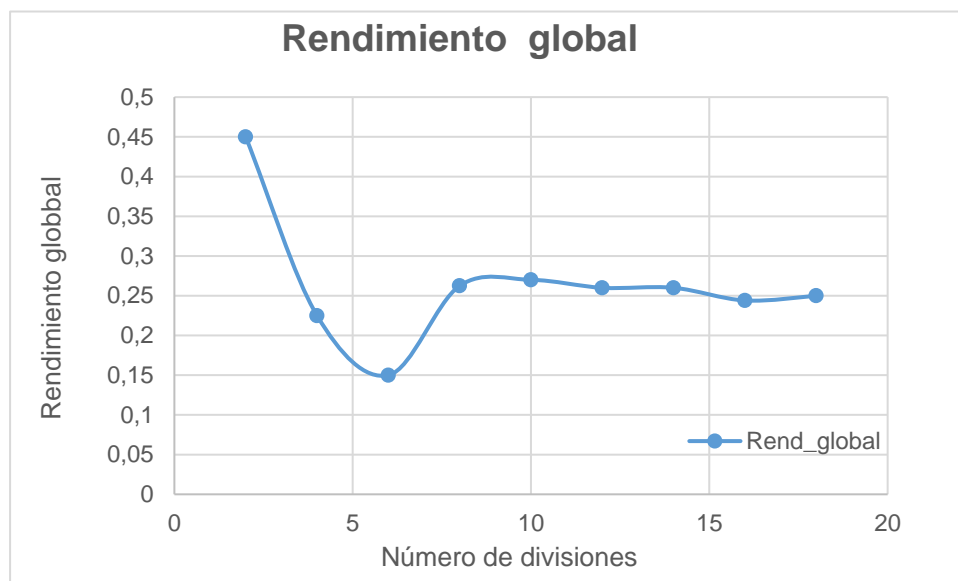


Fig. 61. Estudio del número de divisiones a utilizar

Definiendo como Rendimiento Global con la siguiente relación:

$$Rend_{global} = \frac{Rayos_solares_buenos}{Rayos_solares_totales}$$

Sabiendo que:

- *Rayos_solares_buenos* aquellos que llegan al receptor principal.
- $Rayos_solares_totales = N_{espejo} \cdot N_{divisiones}$.

8.3.2. ALTURA VÉRTICE HIPÉRBOLA vs ALTURA FOCAL

Una vez que tenemos fijado el número de divisiones mínimo que debemos estudiar para cada espejo, el siguiente paso es evaluar la importancia de la excentricidad en el estudio.

Como ya se ha comentado en apartados anteriores, la excentricidad es el parámetro que determina la curvatura de la hipérbola. Ya se ha demostrado que la excentricidad no puede ser menor que 1 y que a valores de excentricidad ~ 1 , la curva es muy aguda y a excentricidades $\gg 1$, la curvatura es menor y el receptor podría considerarse prácticamente plano. Ver Fig. 51.

Este factor de la excentricidad es un parámetro clave a la hora del estudio del diseño más eficiente y económico ya que el diseño y la fabricación de un receptor curvo tienen un precio elevado, en torno a 2000€/m². Sabiendo que cuanto mayor sea la curvatura, más caro será el receptor.

Con todo esto se ha realizado el estudio de la altura del vértice con respecto a la altura del foco de la hipérbola para excentricidades muy cercanas a 1 y para excentricidades mucho mayores que 1.

Excentricidades	e=1.0001	e=1,1	e=1,4	e=2	e=5	e=1000000
Altura foco (m)	Altura vértice (m)					
10	9,9996	9,5909	8,7143	7,7500	6,4000	5,5000
15	14,9993	14,3636	13,0000	11,500	9,4000	8,0000
20	19,9991	19,1364	17,2857	15,2500	12,4000	10,5000
25	24,9988	23,9091	21,5714	19,0000	15,4000	13, 0000
30	29,9986	28,6818	25,8571	22,7500	18,4000	15,5000
35	34,9983	33,4545	30,1429	26,5000	21,4000	18,0000
40	39,9981	38,2273	34,4286	30,2500	24,4000	20,5000
45	44,9978	43,0000	38,7143	34,0000	27,4000	23,0000
50	49,9976	47,7727	43,0000	37,7500	30,4000	23,5000

Tabla 11. Altura receptor (aim point) vs Altura vértice receptor

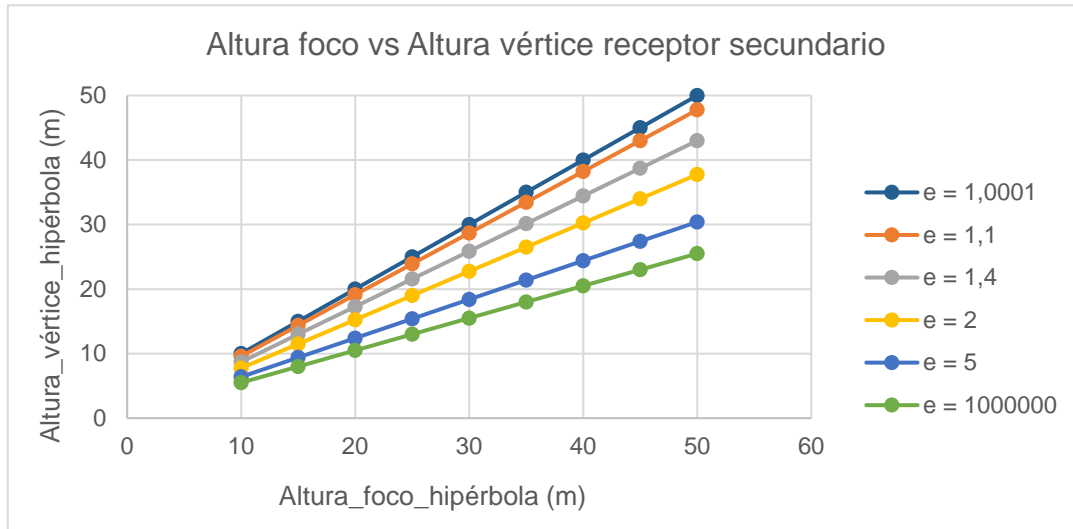


Fig. 62. *Altura foco (aim point) vs Altura receptor secundario.*

Como vemos en la Fig. 62, a medida que se aumenta el valor de la excentricidad aumenta la distancia entre el vértice de la hipérbola y el foco ya que la curvatura es menor y se comporta cada vez como un receptor plano. Como veremos posteriormente, la anchura del receptor para excentricidades altas será mayor y tendremos un sombreado mayor de los espejos, sin embargo, al reducirse la curvatura aumentará considerablemente el rendimiento de los espejos al disminuir la dispersión de los rayos solares. Por lo tanto, reduciremos las pérdidas por desbordamiento de flujo en gran medida aumentando con ello la eficiencia óptica del diseño. Además, con una curvatura no muy pronunciada, el coste del receptor intermedio será menor ya que se asemejará en mayor medida a una placa plana.

8.3.3. ALTURA FOCO vs ANCHO RECEPTOR HIPERBÓLICO

La siguiente relación que se va a estudiar es la importancia de la excentricidad con respecto al ancho del receptor intermedio.

En un primer estudio, el método iterativo utilizado para averiguar la posición y la inclinación de los espejos partía de la utilización de un receptor intermedio plano. Suponiendo que en una primera aproximación, la anchura del receptor intermedio plano sería igual a la anchura de los heliostatos, una de las condiciones de este método iterativo era que el primer espejo tendría que estar situado a una distancia de:

$$W/2 + f \tan(\xi_0)$$

Así conseguiríamos que ningún espejo, en el momento del cenit solar, estuviera tapado por la sombra del receptor.

Posteriormente se ha demostrado que si se usa un receptor intermedio de geometría hiperbólica se conseguiría aumentar la concentración y la eficiencia del diseño. Sin embargo, la anchura del receptor intermedio hiperbólico se ha definido como aquella que consigue concentrar todos los rayos solares procedentes de los heliostatos, por lo tanto, la nueva anchura será la mínima para que el último rayo solar procedente de la esquina del último espejo sea válido como se muestra en la Fig. 65.

Esto hace aumentar de manera considerable la eficiencia del diseño aunque se debe asumir, que habrá espejos cuyo rendimiento será del 0% a las 12:00.

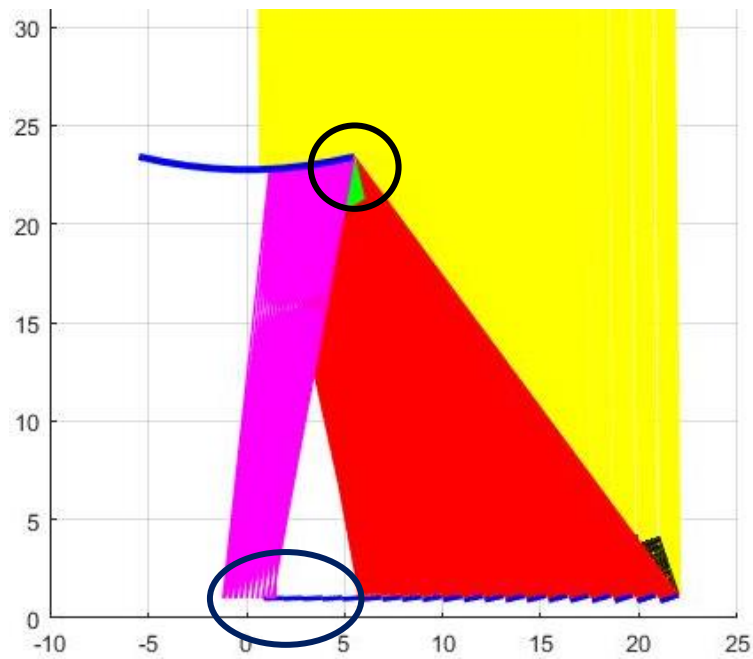


Fig. 63. Simulación de diseño con 20 espejos y receptor situado a 30m de altura. Detalles.

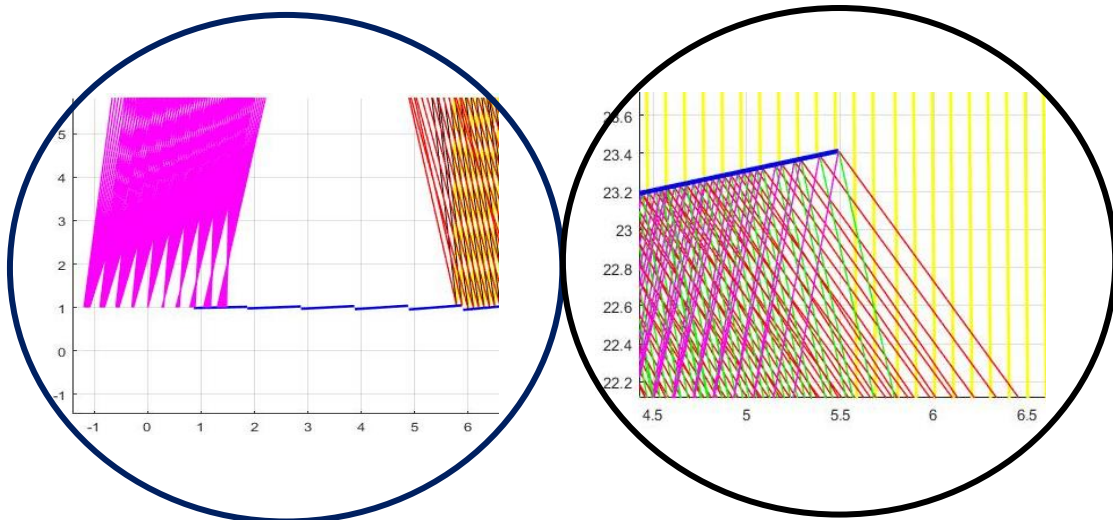


Fig. 64. Detalle inferior que muestra el número de heliostatos sombreados por el receptor intermedio.

Fig. 65. Detalle superior de la esquina del receptor intermedio parabólico.

Como vemos en la Fig. 64, en la simulación de 20 espejos a las 12:00 de la mañana tenemos casi 5 espejos que son totalmente inútiles por estar tapados con la sombra del receptor intermedio.

A continuación se muestra la evolución de la anchura del receptor intermedio en función del número de espejos y de la excentricidad.

e = 1,1			
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
100	25	4,564	0 %
	30	5,177	0 %
	35	5,743	0 %
	40	6,258	1 %
	45	6,701	2 %
	50	7,074	2 %
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
50	25	3,673	2,00%
	30	4,036	2,00%
	35	4,303	2,00%
	40	4,513	2,00%
	45	4,689	4,00%
	50	4,823	4,00%

Tabla 12. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 1,1.

e = 2			
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
100	25	32,422	9 %
	30	37,046	14 %
	35	39,751	17 %
	40	41,804	18 %
	45	43,378	19 %
	50	44,606	20 %
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
50	25	22,622	20 %
	30	23,519	20 %
	35	24,141	22 %
	40	24,573	22 %
	45	24,894	22 %
	50	25,150	24 %

Tabla 13. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 2

e = 5			
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
100	25	94,761	30 %
	30	95,839	35 %
	35	95,125	38 %
	40	93,919	39 %
	45	92,571	40 %
	50	91,282	40 %
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor intermedio (m)	% espejos sombreados
50	25	46,626	40 %
	30	45,385	40 %
	35	44,508	40 %
	40	43,888	40 %
	45	43,444	40 %
	50	43,200	40 %

Tabla 14. Altura vs anchura del receptor intermedio para excentricidad igual a 5

Como se puede observar en las tablas 12, 13 y 14, la última columna de la derecha muestra el porcentaje de espejos que permanecerían tapados a las 12:00 de la mañana. Existe una diferencia muy significativa entre el porcentaje de espejos “perdidos” cuando la excentricidad tiene un valor de 1,1 a cuando adopta el valor de 5, esto se debe a la curvatura del receptor intermedio hiperbólico ya que, cuanto más plano, más ancho debe ser para acoger toda la radiación procedente de los espejos.

Intuitivamente, se podría decir que el diseño más apropiado sería aquel que tuviera un receptor con excentricidad de valores cercanos a 1, en cambio, como ya se ha explicado, estos receptores tendrán una gran curvatura y por lo tanto tendrá un elevado precio. En cambio, la configuración de receptor de 25m de altura de receptor y excentricidad = 2 cuando tenemos 100 espejos, solamente tendríamos un 9% de los espejos tapados. Se podría decir que las pérdidas no están muy alejadas a las mostradas con la excentricidad = 1,1 y el receptor sería considerablemente más barato. Aproximadamente, el m² de espejo curvo cuesta 2000€, por lo tanto es un aspecto que cobra gran importancia. Sin embargo, necesitamos seguir estudiando distintos diseños para poder decidir cuál es el adecuado con las condiciones del proyecto.

A continuación, se muestran los gráficos que recogen la evolución de los datos mostrados en las tablas anteriores.

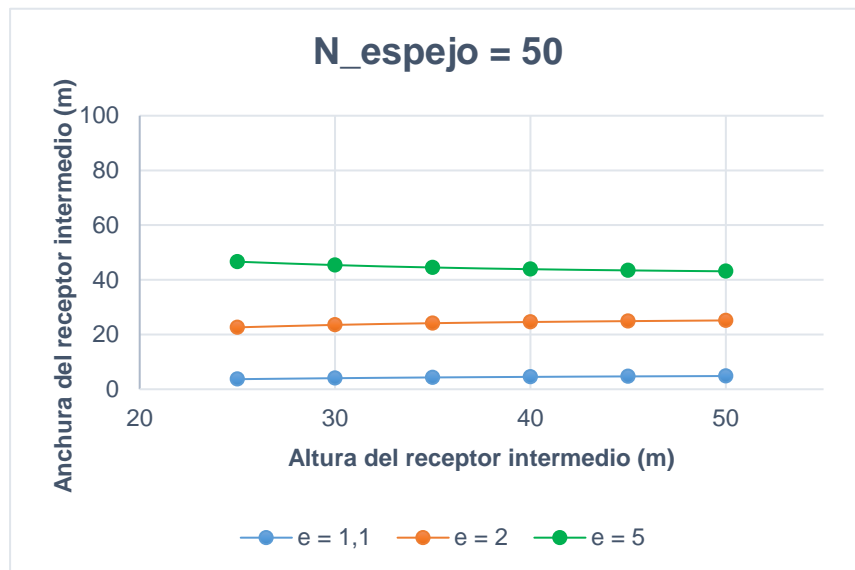


Fig. 66. Gráfico que relaciona la anchura con la altura del receptor intermedio para 50 espejos.

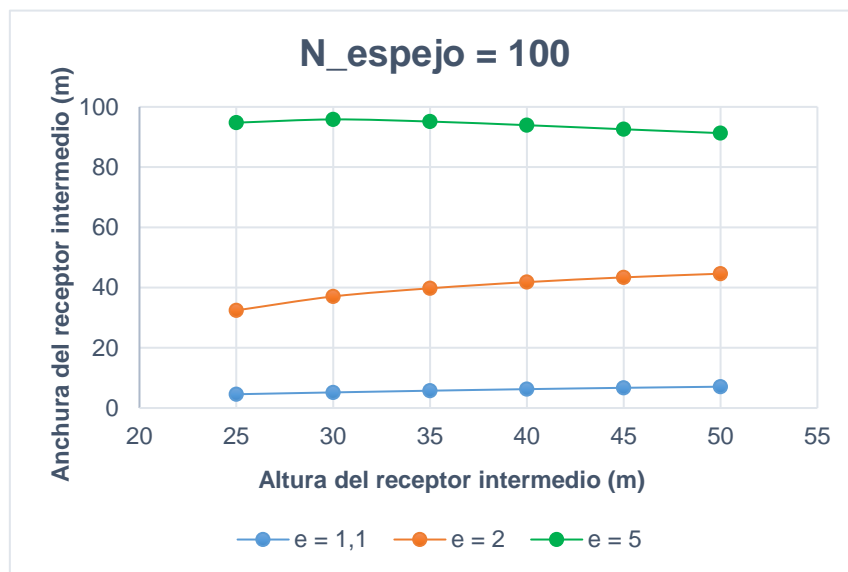


Fig. 67. Gráfico que relaciona la anchura con la altura del receptor intermedio para 100 espejos.

8.3.4. ALTURA RECEPTOR INTERMEDIO vs ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL

La siguiente comparación que se va a realizar es el estudio entre la variación de la posición del primer espejo con respecto a la altura del receptor intermedio (posición del foco del receptor hiperbólico).

Con este estudio, lo que se quiere conseguir es demostrar que la excentricidad del receptor hiperbólico no va a ser determinante a la hora de posicionar los espejos. Como veremos en las tablas posteriores, la posición del primer espejo con respecto al origen de coordenadas es irrelevante del valor de la excentricidad ya que el método iterativo descrito anteriormente no depende de la misma.

Además se va a poder observar que a medida que aumenta la altura del receptor intermedio, disminuye la distancia del primer espejo respecto al origen de coordenadas. Excepto en el caso de 20 espejos que como vemos asciende. Debemos descartar el diseño de 20 espejos ya que, para alturas elevadas, necesitaremos casi la misma anchura de receptor que con 50 o 100 espejos con lo que, tendríamos un rendimiento menor por aumentar el porcentaje de espejos a la sombra.

Entre 100 y 50 espejos, se observa que la diferencia no es muy elevada, apenas supera el metro de diferencia para 50 metros de altura de receptor secundario, por lo tanto, elegiremos la configuración de 100 espejos por tener un porcentaje de espejos a la sombra considerablemente menor como hemos visto en el apartado anterior.

		e = 1.1	e = 2	e = 5
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)
100	25	14,379	14,379	14,379
	30	8,093	8,093	8,093
	35	5,521	5,521	5,521
	40	4,490	4,490	4,490
	45	3,904	3,904	3,904
	50	3,551	3,551	3,551
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)
50	25	3,115	3,115	3,115
	30	2,657	2,657	2,657
	35	2,441	2,441	2,441
	40	2,342	2,342	2,342
	45	2,307	2,307	2,307
	50	2,303	2,303	2,303
N_espejo	Altura foco (m) ("aim point")	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)	Ancho receptor principal (m)
20	25	1,710	1,710	1,710
	30	1,728	1,728	1,728
	35	1,776	1,776	1,776
	40	1,835	1,835	1,835
	45	1,913	1,913	1,913
	50	1,992	1,992	1,992

Tabla 15. Anchura del receptor principal vs altura del receptor intermedio

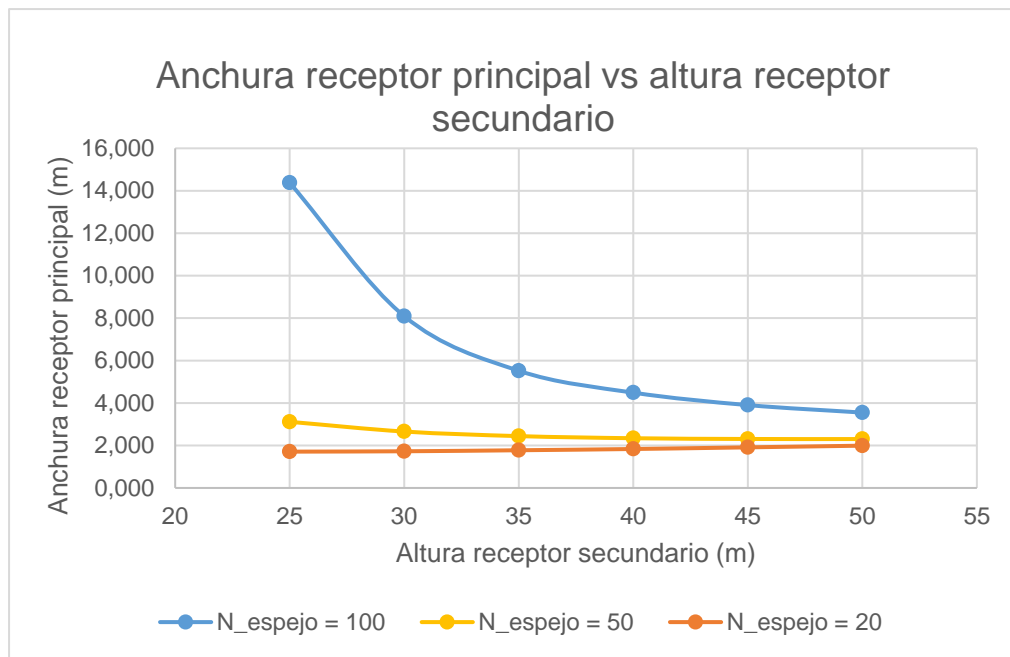


Fig. 68. Gráfico que muestra la relación entre la anchura del receptor principal y la altura del receptor secundario en función del valor de la excentricidad.

8.3.5. RENDIMIENTO PARCIAL DE CADA ESPEJO vs ALTURA RECEPTOR HIPERBÓLICO. ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL VARIABLE

Una vez que se ha demostrado que la excentricidad no afecta a la posición del primer espejo por no ser una variable en el método iterativo, se va a realizar el estudio del rendimiento que tiene cada espejo de nuestro diseño en comparación a la altura del receptor hiperbólico.

Las condiciones para realizar este estudio son fijar el $N_{divisiones} = 10$ que como ya se ha demostrado, no afecta a los resultados y $N_{espejo} = 100$ ya que al aumentar el número de espejos, el porcentaje de heliostatos sombreados es menor como hemos visto en el apartado 10.3 y, por último, se modificará la excentricidad para comparar rendimientos parciales de cada espejo en función de la curvatura de nuestro receptor intermedio.

Estas tablas que aparecen posteriormente se han estudiado con una anchura de receptor principal igual a la distancia desde el origen de coordenadas hasta el primer espejo. Por lo tanto, para alturas pequeñas el rendimiento será mayor puesto que la distancia al primer espejo es mayor como se indica en la Fig. 68.

A continuación se muestran los resultados de rendimientos parciales de cada espejo en función de la altura del receptor para una anchura de receptor principal variable a las 12:00 PM.

- Excentricidad: 1,1.
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	75,00%	30,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	75,00%	30,00%	30,00%	10,00%	0,00%	0,00%
3	75,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
4	75,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
5	75,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
6	80,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
7	80,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
8	80,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
9	80,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
10	80,00%	40,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
11	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
12	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
13	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
14	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
15	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
16	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
17	90,00%	50,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
18	90,00%	50,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%
19	90,00%	50,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%
20	90,00%	50,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%
21	90,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
22	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
23	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
24	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
25	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
26	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
27	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
28	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
29	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
30	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
31	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
32	100,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
33	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%
34	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%
35	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%
36	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%
37	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
38	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
39	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
40	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
41	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
42	100,00%	60,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
43	100,00%	60,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
44	100,00%	60,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
45	100,00%	60,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
46	100,00%	60,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
47	100,00%	60,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
48	100,00%	70,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
49	100,00%	70,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
50	100,00%	70,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
51	100,00%	70,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
52	100,00%	70,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
53	100,00%	70,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
54	100,00%	70,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
55	100,00%	70,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%

56	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
57	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
58	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
59	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
60	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
61	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
62	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
63	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
64	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
65	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
66	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
67	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
68	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
69	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
70	100,00%	80,00%	50,00%	30,00%	30,00%	30,00%
71	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
72	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
73	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
74	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
75	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
76	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
77	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
78	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
79	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
80	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
81	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
82	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
83	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
84	100,00%	80,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
85	100,00%	90,00%	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%
86	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
87	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
88	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
89	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
90	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
91	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
92	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
93	100,00%	90,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
94	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
95	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
96	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
97	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
98	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
99	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
100	100,00%	100,00%	60,00%	50,00%	30,00%	30,00%
Rend_global	95,80%	67,90%	42,30%	34,10%	26,10%	22,90%

Tabla 16. Rendimiento parcial. Excentricidad = 1,1

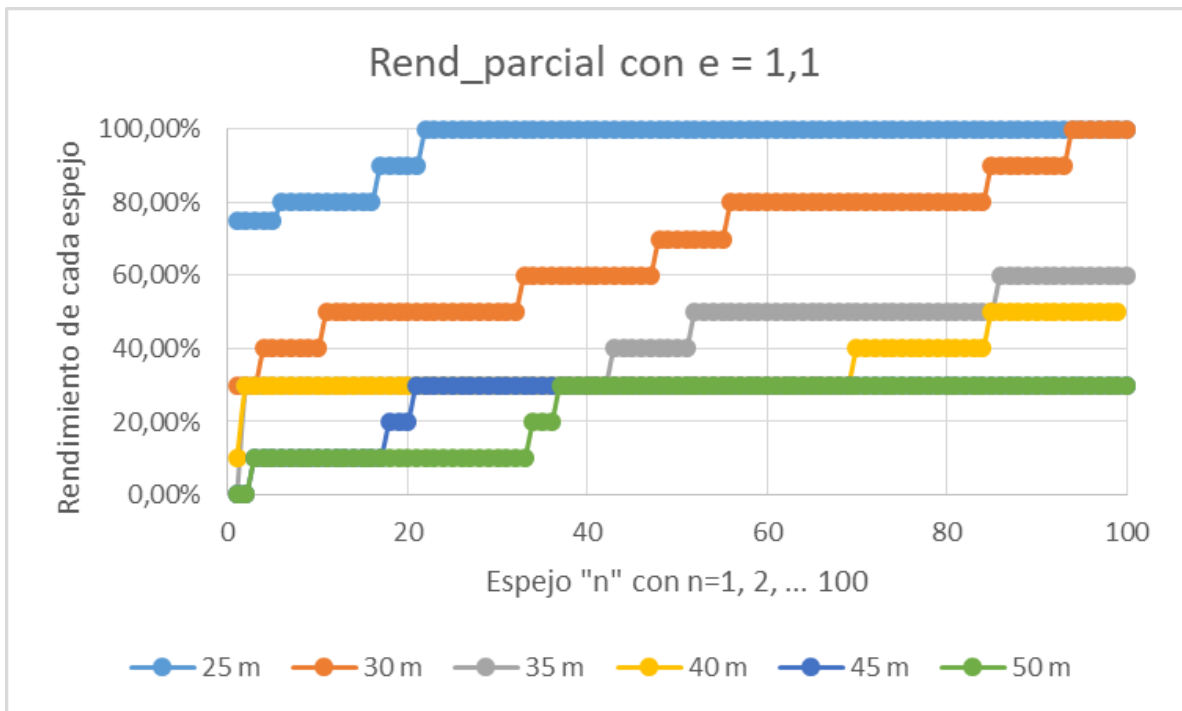


Fig. 69. Rendimiento parcial con excentricidad = 1,1

- Excentricidad: 2.
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	80,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
12	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
15	100,00%	90,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
16	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
17	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19	100,00%	100,00%	100,00%	50,00%	0,00%	0,00%

77	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
78	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
79	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
80	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
81	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
82	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
83	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
84	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
85	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
86	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
87	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
88	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
89	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
90	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
91	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
92	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
93	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
94	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
95	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
96	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
97	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
98	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
99	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
100	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Rend_global	90,80%	85,90%	83,00%	81,50%	80,30%	79,50%

Tabla 17. Rendimiento parcial. Excentricidad = 2

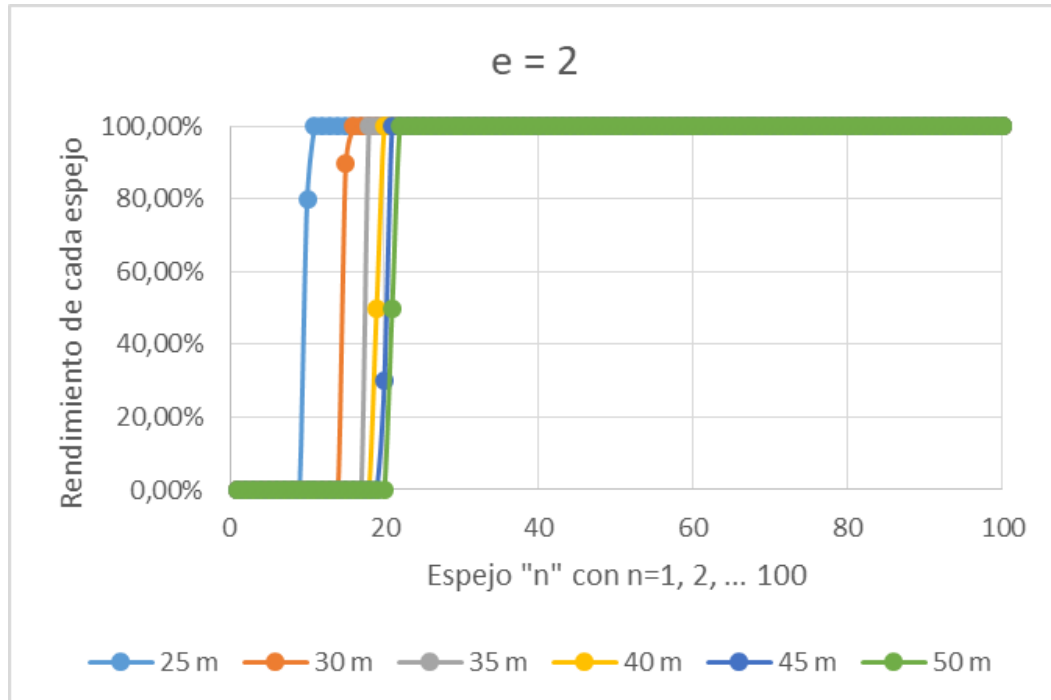


Fig. 70. Rendimiento parcial con excentricidad = 2.

- Excentricidad: 2.
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
16	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
17	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
20	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
24	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
25	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
26	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
27	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
28	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
29	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
30	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
31	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
32	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
33	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
34	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
35	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
36	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
37	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
38	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
39	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
40	100,00%	100,00%	100,00%	70,00%	0,00%	0,00%
41	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	50,00%
42	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
43	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
44	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
45	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
46	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
47	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
48	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
49	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

[illegible]

Tabla 18. Rendimiento parcial. Excentricidad = 5

Como vemos en las gráficas y en las tablas, el rendimiento de los espejos va aumentando de tal forma que $Rendimiento_n \leq Rendimiento_{n+1}$. Esto se explica porque los rayos solares procedentes de los espejos más cercanos al receptor van a parar a la parte inferior del receptor hiperbólico, en las inmediaciones del vértice, zona donde las normales a la curva son más horizontales y por lo tanto al producirse la reflectancia especular, los rayos solares abandonan el receptor intermedio formando un ángulo mayor que cuando el rayo solar incide en un punto alejado del vértice.

Otro resultado importante que se obtiene de los datos anteriores es que para excentricidades 2 y 5 existe una gran cantidad de espejos tapados por el receptor intermedio lo que hace que el rendimiento del espejo “n” tapado sea 0. Esto es la confirmación de lo estudiado en el apartado 10.3 ya que se observaba que el ancho del receptor intermedio era del orden de 40 m (20 m a la izquierda del origen de coordenadas y 20 m a la derecha) en el caso de excentricidad = 2 y de 90m cuando excentricidad = 5.

Por último, cabe destacar que para excentricidades altas, el rendimiento parcial de cada espejo adopta lenguaje prácticamente binario (0 ó 1) puesto que el rendimiento será 0% si el espejo está tapado y 100% si está iluminado por el Sol. Esto no ocurre para excentricidades menores ya que la curvatura en estos casos es mayor y la dispersión de los rayos es alta, sin embargo para excentricidades mayores, el receptor hiperbólico es prácticamente plano pero con las ventajas focales de una hipérbola.

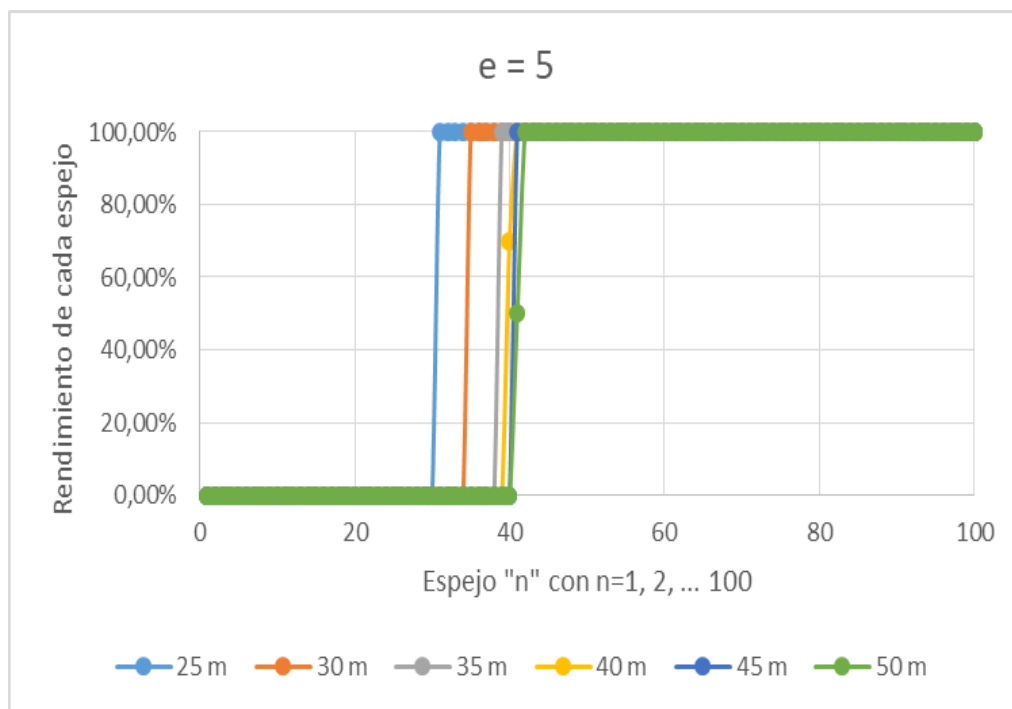


Fig. 71. Rendimiento parcial con excentricidad = 5.

Además, en cada tabla se ha incluido una última fila que recoge el rendimiento global de la planta en función de la excentricidad del receptor hiperbólico intermedio y de la altura del mismo. Como se observa el valor máximo del rendimiento global es 95,80% y se obtiene para excentricidad = 1,1 y altura del receptor 25m. En cambio, como se observa en el siguiente gráfico, el rendimiento cae en picado a medida que aumentamos la altura del receptor hiperbólico. El segundo valor más elevado de rendimiento global es 90,80% para excentricidad = 2 y altura 25m, como ya se ha comentado, este valor no difiere en gran medida del máximo y la curvatura del receptor será considerablemente menor por lo que elegiremos esta configuración como la más adecuada en el estudio. El siguiente gráfico muestra la evolución del rendimiento global para cada caso.

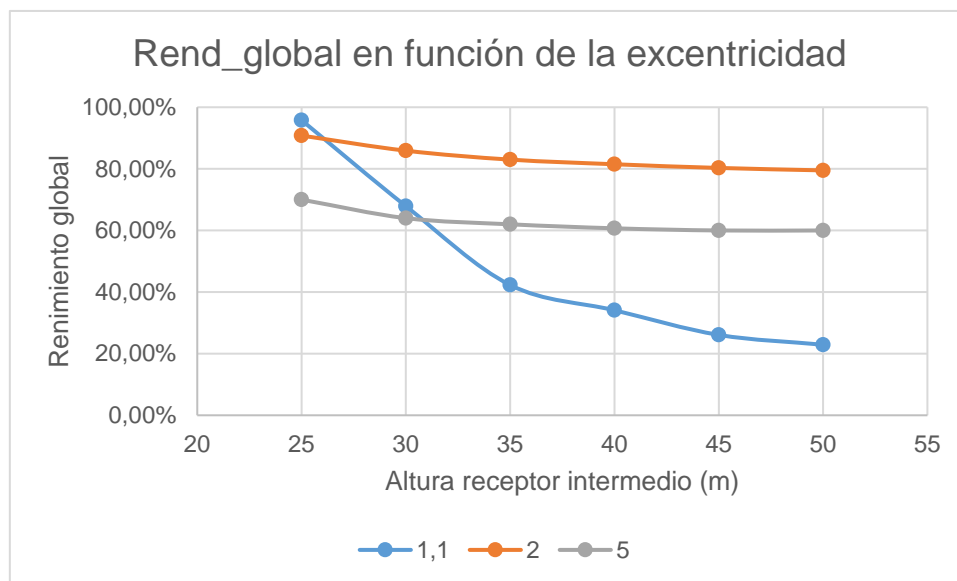


Fig. 72. Rendimiento global en función de los diferentes valores de la excentricidad.

8.3.6. RENDIMIENTO PARCIAL DE CADA ESPEJO vs ALTURA RECEPTOR HIPERBÓLICO. ANCHURA RECEPTOR PRINCIPAL FIJADA

En este apartado se va a realizar el mismo estudio que en el apartado anterior pero con una diferencia importante: el ancho del receptor principal ya no va a ser la distancia desde el origen de coordenadas hasta la posición del primer espejo, si no que se va a realizar el estudio para un ancho fijo.

En el punto anterior se obtenía un alto rendimiento para alturas pequeñas de receptor intermedio y a medida que aumenta la altura, el rendimiento va descendiendo progresivamente, esto se debe a que la posición del primer espejo para 25 m de altura de receptor intermedio son 14,379 m mientras que, para 50 m tenemos un ancho de 3,551 m por lo tanto, es trivial asumir que para una anchura de receptor mayor, tendremos un rendimiento global de la planta mayor.

El ancho fijado para el estudio son 3,551 m puesto que es la mínima anchura de receptor principal para $N_{espejo} = 100$ como se muestra en la *Tabla 9*.

- Excentricidad: 1,1
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.
- Anchura receptor principal: 3,551m.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	10,00%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	10,00%	10,00%	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
4	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
5	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
6	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
7	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
8	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
9	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
10	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
11	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
12	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
13	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
14	30,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
15	30,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
16	30,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
17	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
18	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
19	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
20	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
21	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%
22	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%
23	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%	10,00%
24	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%	10,00%
25	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%
26	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%
27	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%
28	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	10,00%	10,00%
29	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	10,00%	10,00%
30	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	20,00%
31	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	20,00%
32	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	20,00%
33	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	20,00%	30,00%
34	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
35	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
36	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
37	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
38	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
39	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
40	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
41	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
42	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
43	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
44	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
45	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
46	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
47	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
48	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%

49	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
50	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
51	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
52	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
53	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
54	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
55	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
56	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
57	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
58	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
59	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
60	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
61	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
62	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
63	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
64	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
65	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
66	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
67	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
68	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
69	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
70	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
71	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
72	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
73	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
74	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
75	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
76	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
77	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
78	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
79	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
80	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
81	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
82	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
83	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
84	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
85	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
86	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
87	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
88	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
89	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
90	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
91	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
92	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
93	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
94	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
95	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
96	50,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
97	50,00%	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
98	50,00%	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
99	50,00%	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
100	50,00%	40,00%	40,00%	30,00%	30,00%	30,00%
Rend_global	32,70%	28,60%	25,80%	24,40%	23,60%	22,90%

Tabla 19. Rendimiento parcial. Excentricidad = 1,1 (Ancho fijado = 3,551m)

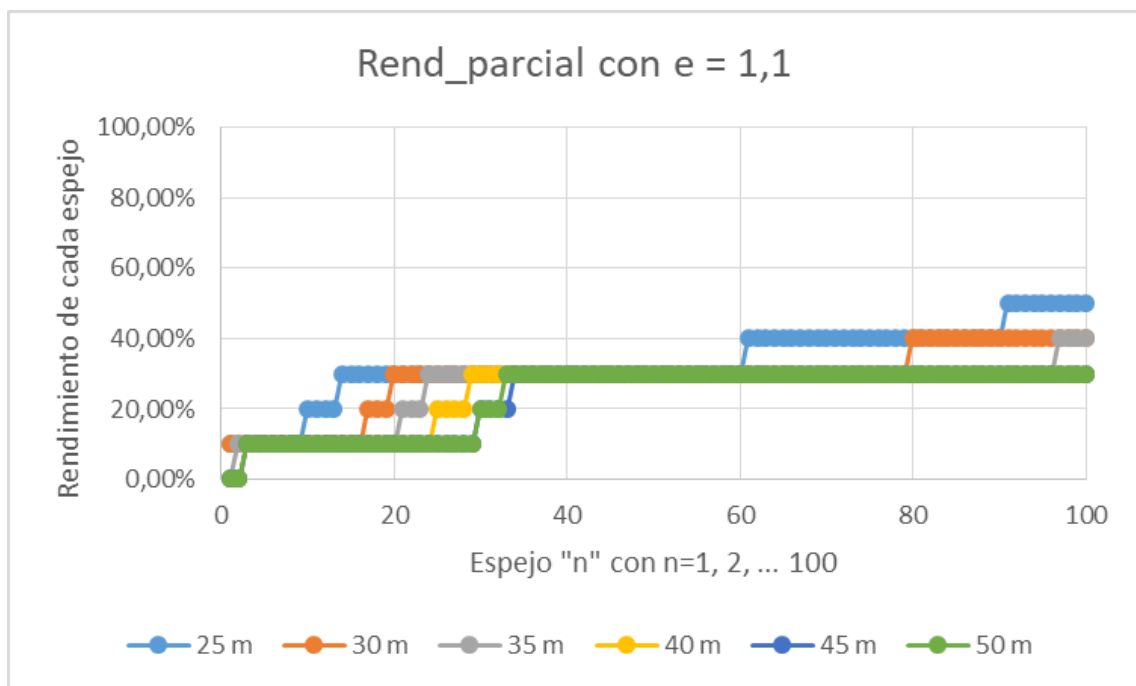


Fig. 73. Rendimiento parcial con excentricidad = 1,1 y ancho fijado a 3,551m.

- Excentricidad: 2.
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.
- Anchura receptor principal: 3,551m.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	80,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
12	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
15	100,00%	90,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
16	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
17	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19	100,00%	100,00%	100,00%	50,00%	0,00%	0,00%
20	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	30,00%	0,00%
21	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	50,00%
22	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

80	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
81	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
82	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
83	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
84	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
85	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
86	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
87	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
88	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
89	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
90	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
91	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
92	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
93	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
94	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
95	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
96	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
97	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
98	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
99	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
100	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Rend_global	90,80%	85,90%	83,00%	81,50%	80,30%	79,50%

Tabla 20. Rendimiento parcial. Excentricidad = 2 (Ancho fijado = 3,551m)

- Excentricidad: 5.
- Número de espejos: 100.
- Número de divisiones: 10.
- Anchura receptor principal: 3,551m.

Espejo_i	Altura (m)					
	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m
1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
15	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
16	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
17	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
18	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
20	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

78	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
79	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
80	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
81	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
82	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
83	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
84	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
85	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
86	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
87	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
88	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
89	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
90	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
91	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
92	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
93	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
94	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
95	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
96	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
97	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
98	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
99	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
100	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Rend_global	70,00%	65,00%	62,00%	61,00%	60,00%	59,50%

Tabla 21. Rendimiento parcial. Excentricidad = 5 (Ancho fijado = 3,551m)

Como se observa en las tablas, la diferencia de los resultados de rendimiento parcial para excentricidad = 1,1 entre este apartado y el anterior es considerablemente elevada. En el apartado anterior con el ancho variable se obtenía rendimientos mucho mayores para alturas pequeñas de receptor intermedio sin embargo, en este estudio con anchura fija, el mayor valor de rendimiento obtenido son 32,70% mientras que anteriormente era 95,80%. Esto se explica sabiendo que con una alta curvatura del receptor intermedio, a medida que nos alejamos del punto medio de cada heliostato, los rayos solares van a seguir una trayectoria alejada del segundo foco. Así, se puede concluir que fijando una distancia determinada de receptor principal, el rendimiento global cae en picado.

Sin embargo, para excentricidades 2 y 5 los resultados son exactamente iguales que en el estudio anterior de anchura variable. Esto es consecuencia también de la curvatura del receptor intermedio puesto que, a medida que disminuye, se asemeja más a una placa plana y los rayos solares no se alejan del segundo foco.

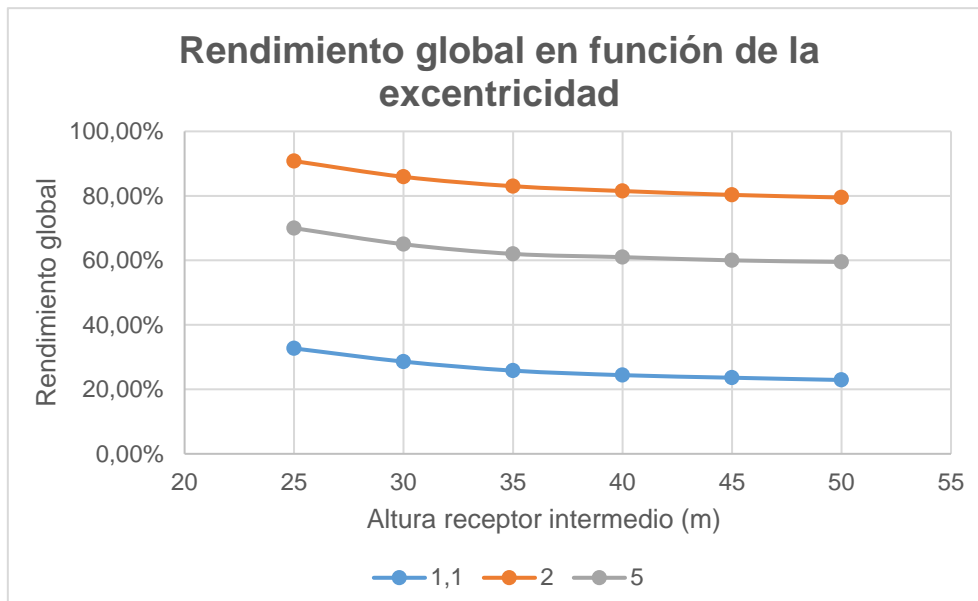


Fig. 74. Rendimiento global en función del valor de la excentricidad para anchura fijada a 3,551m.

Como se observa en la Fig. 74 la configuración que va a tener mayor rendimiento global será aquella que presenta excentricidad = 2. Con excentricidades muy pequeñas y próximas a 1, la dispersión de los rayos solares es grande causada por la curvatura del receptor, de tal manera que, para una anchura fijada obtenemos unos valores pequeños de rendimiento. Por el contrario, con elevados valores de excentricidad, la anchura del receptor intermedio aumenta y como consecuencia de ello, aumenta también el porcentaje de espejos sombreados a las 12:00 de la mañana, momento donde se realiza el estudio, lo que hace disminuir el rendimiento global de la planta.

8.3.7. ESTUDIO RENDIMIENTO GLOBAL DESDE EL AMANECER HASTA EL ANOCHECER

Como ya se ha visto en el apartado anterior, la configuración más favorable para el estudio es aquella cuya excentricidad en el receptor hiperbólico intermedio es 2. De tal forma que para el estudio en función de la hora del día se han elegido las siguientes condiciones:

- Número de divisiones = 10.
- Excentricidad = 2.
- Altura receptor intermedio = 25 m
- Anchura receptor principal = 3,551 m

Horas	Número de espejos = 20	Número de espejos = 50	Número de espejos = 100
6:00	3,50%	1,40%	22,90%
7:00	33,00%	46,60%	46,00%
8:00	57,00%	47,20%	71,07%
9:00	64,00%	66,72%	77,53%
10:00	65,26%	67,10%	82,21%
11:00	65,45%	73,24%	84,52%
12:00	68,00%	77,50%	90,80%
13:00	65,45%	73,24%	84,52%
14:00	65,26%	67,10%	82,21%
15:00	64,00%	66,76%	77,53%
16:00	57,00%	47,20%	71,07%
17:00	33,00%	46,60%	46,00%
18:00	3,50%	1,40%	22,90%

Tabla 22. Rendimiento Global de la planta.

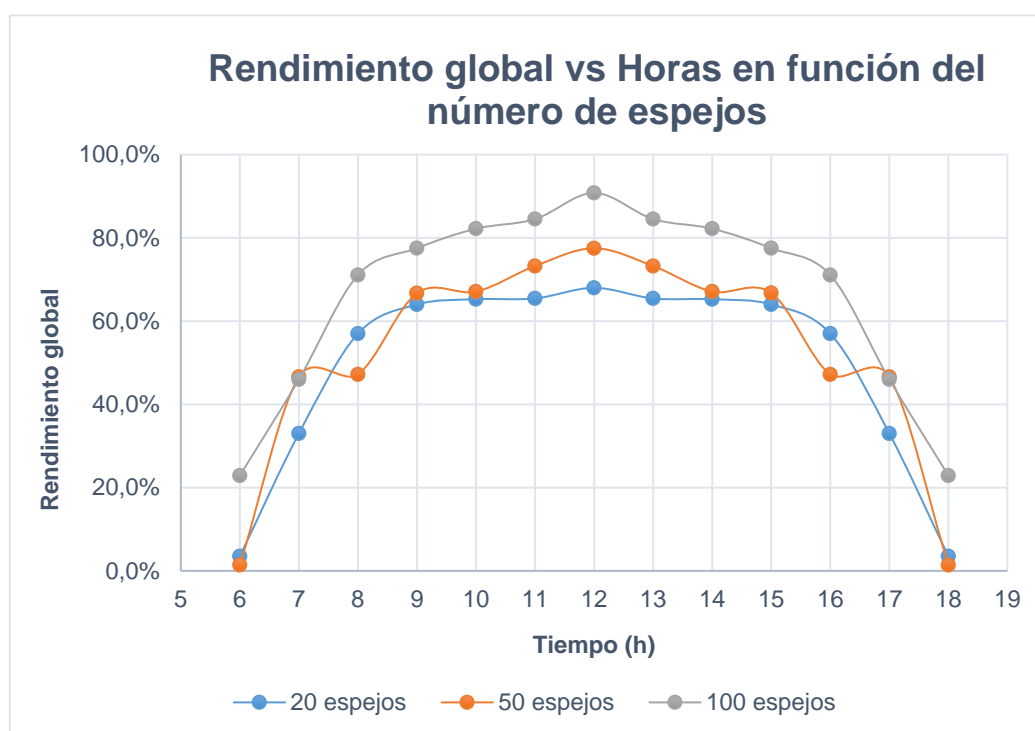


Fig. 75. Rendimiento global de la planta en función de la hora del día y de la excentricidad del receptor intermedio. Para anchura fijada de 3,551m

Como se observa en la tabla 22 y en la Fig. 75 los valores del rendimiento global son simétricos respecto a las 12:00 teniendo su punto de mayor valor de rendimiento cuando se alcanza el mediodía. El hecho de que las curvas de rendimiento global tengan una tendencia simétrica se explica por la simetría que tiene el ángulo de altitud solar. A

medida que aumenta el ángulo de altitud solar, los rayos solares inciden cada vez más perpendiculares al suelo y las pérdidas producidas por sombra entre espejos contiguos descienden, lo que hace que se pueda evaluar todo el ancho del espejo y no solo los extremos superiores.

Además cabe destacar que para las horas cercanas al anochecer y al amanecer, el rendimiento global de los espejos es menor que el 50%. Sin embargo, a partir de las 9:00 y hasta las 16:00 el rendimiento no desciende del 64%, es decir, casi 2 de cada 3 rayos solares son aprovechados durante el 61% del tiempo comprendido entre la salida y la puesta del Sol.

Otra característica que observamos en las gráficas es que a mayor cantidad de espejos, mayor es el rendimiento global de la planta. Como ya se ha explicado, el número de espejos sombreados por el receptor intermedio hiperbólico es el mismo para los 3 casos, sin embargo, porcentualmente hablando, es considerablemente menor para un número mayor de heliostatos. Sin embargo hay que buscar un equilibrio, ya que el número de espejos no puede ser infinito y a medida que se aumenta, se necesitaría también un mayor terreno para situarlos. Esto es una clara desventaja ya que como se comentó en las características de las plantas *Linear Fresnel*, este tipo de tecnología se suele situar en las inmediaciones de las ciudades o como complemento a otras plantas de producción de potencia, lugares donde el coste del metro cuadrado es elevado.

CONCLUSIONES FINALES

El diseño de una instalación de producción de Energía Solar de Concentración CSP como *Linear Fresnel* comprende el estudio de dos partes fundamentales: el diseño del campo de colectores y el diseño del circuito termodinámico. Este proyecto se ha centrado en la primera parte que comprende el estudio de la posición de los heliostatos y el análisis de las distintas variables que afectan a la planta para conseguir una eficiencia óptima.

El estudio se ha realizado para un día determinado, concretamente para el 21 de Marzo, coincidente con el equinoccio de primavera, y para la ciudad de Madrid, sin embargo, este análisis se puede extrapolar para cualquier día del calendario y para cualquier lugar del mundo, solamente sería necesario cambiar el día de estudio y las condiciones de longitud y latitud terrestre.

Los resultados se han presentado en tres partes diferenciadas y distribuidas de menor a mayor complejidad. En la primera aproximación se persigue explicar el comportamiento y la trayectoria de los rayos solares con reflectancia especular en un único espejo. Posteriormente se modifica la hora solar desde el amanecer hasta el anochecer, se añaden una cantidad determinada de espejos y se ajusta el receptor hiperbólico para disminuir las pérdidas ópticas. Por último, se evalúa no solo el rayo solar procedente del punto medio de cada heliostato si no todo el ancho útil del mismo. Este último diseño se asemeja en gran medida al comportamiento real de las plantas *Linear Fresnel*.

Como ya se ha mencionado, una de las principales desventajas de la tecnología *Fresnel* es su bajo rendimiento óptico, sin embargo con el diseño presentado en forma de *Beam-Down* se ha conseguido aumentar la concentración y la eficiencia óptica de la planta hasta el punto que cuando el Sol se encuentra en su cenit, el rendimiento global supera el 90%. Además, durante el resto del día se mantiene por encima del 65%, exceptuando los períodos cercanos al amanecer y al anochecer donde los rayos solares llegan a los heliostatos con una elevada inclinación.

El hecho de que se produzca una doble reflexión aumenta las pérdidas por atenuación atmosférica, en cambio, se han reducido en gran medida las pérdidas por sombras y bloqueos gracias al método iterativo utilizado y las pérdidas por desbordamiento de flujo gracias al método de *Beam-Down* con el receptor en forma de hipérbola. Para reducir las pérdidas por atenuación en el diseño óptimo de la planta, se ha escogido la menor altura posible para 100 espejos para que así el recorrido de los rayos solares hasta llegar al receptor sea el menor posible.

En cuanto a los costes se han minimizado al máximo al escoger un receptor que no es demasiado curvo para que los costes del diseño y fabricación del mismo no sean elevados con una eficiencia alta. Además el hecho de escoger una altura pequeña ahorra en materiales y costes estructurales y reduce las pérdidas por atenuación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S.S. Mathur, B.S. Negi y T.C. Kandpal, Vol 14. *Geometrical designs and performance analysis of a linear Fresnel reflector solar concentrator with a flat horizontal absorber*. Centre of Energy Studies, Indian Institute of Technology, New Delhi. 1990
- [2] A. Segal y M. Epstein. *The Optics of the Solar Tower Reflector*. Vol 69. Institute of Science, Rehovot Israel, 2000.
- [3] L. A. Winstein et al, *Concentrating Solar Power*. Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts. 2015
- [4] J. Méndez Burgos. “Optimización de la radiación solar para las diferentes tecnologías de concentración solar sin hibridación ni almacenamiento térmico”. Dpto. Energías. Universidad Carlos III de Madrid. 2015. [En línea]: Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/23002>
- [5] T. Khatib y W. Elmenreich. 1ªed. *Modeling of Photovoltaic Systems Using MATLAB®: Simplified Green Codes*. 2016.
- [6] J. A. Duffie y W. A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2ªed. Wisconsin, EEUU: John Wiley & Sons Inc. 1991.
- [7] J. Casco Company. “Análisis de colectores lineales de concentración con distintos tipos de fluidos”. Dpto. Energías. Universidad Politécnica de Madrid. 2016 [En línea]. Disponible en: http://oa.upm.es/43123/1/TFG_JAVIER_CASCO_COMPANY.pdf
- [8] M. Rosales Martínez. *Análisis de las Tecnologías Termosolares, Comparativa Tecnologías de Producción de Energía Solar Termoeléctrica*. Proyecto de Final de Máster.
- [9] N. El Gharbi, H. Derbal, S. Bouaichaoui, N. Said. *A comparayive study between parabolic through collector and linear Fresnel reflector technologies*. Algeria, 2011.
- [10] W. B. Stine, Ph D. Professor. *A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology*. State Polytechnic Univerisity, California, 1994.
- [11] M. Abbas, B. Boumeddane, N. Said, A. Chikouche. *Dish Stirling Technology: A 100MW Solar Power Plant Using Hydrogen for Algeria*. University of Saad Dahleb, Algeria, 2011.
- [12] T. Mancini et al. *Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2003.
- [13] A. Mokhtari, M. Yaghoubi, P. Kanan, A. Vadiee, R. Hessami. *Thermal and Optical Study of Parabolic Through Collectors of Shiraz Solar Power Plant*. Engineering School, Shiraz University. Iran, 2007.

- [14] A. Giostri et al. *Comparison of Different Solar Plants Based on Parabolic Trough Technology*. Vol 86. Politécnico di Milano, Milano, Italy, 2012.
- [15] C. A. Domínguez Bravo. “Optimitation Models in Solar Power Tower Plants Design”. Tesis Doctoral., Dpto., Matemáticas, Sevilla, 2015. [En línea]. Disponible en: https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/39719/CA-DOMINGUEZ-BRAVO_TesisdeDoctorado_PhD.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [16] A. Yogeve, A. Kribus. M. Epstein, A. Kogan. *Solar “Tower Reflector” Systems: A new Approach for High-Temperature Solar Plants*. Wizmann Institute of Science, Israel, 1998.
- [17] J. Losada San José. “Análisis de un Sistema de Disco Parabólico con Motor Stirling”. Dpto., Energías, Universidad Carlos III de Madrid, 2009 [En línea] Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/7869>
- [18] F. J. Cabrera, A. Fernández García, R. M. P. Silva, M. Pérez-García. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 20. CIEMAT-Plataforma Solar de Almería, Tabernas, Almería, España. 2013.
- [19] A. Yogeve, A Kribus, M. Epstein, A. Kogan. *International Journal of Hydrogen Energy*. Environmental Sciences and Energy Research Department, Weizmann Institut of Science, Rehovot, Israel, 1998.
- [20] I. P. Relaño. “Tecnologías de Generación en Plantas Solares de Receptor Central: Estudio Comparativo” Dpt, Energías, Universidad Carlos III de Madrid, 2012 [En línea]: www.e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16627/PFC%20Israel%20Pareja.pdf
- [21] T. Kodama et al. *Flux measurement of a new beam-down solar concentrating system in Miyazaki for demonstration of thermochemical water splitting reactor*. Niigata University, Japan, 2013.
- [22] N. Calvet et al. *The Masdar Institute solar Platform: A new Research Facility in the UAE for Development of CSP components and Thermal Energy Storage Systems*. Masdar Institute of Science and Technology, Masdar City, Abu Dhabi, EAU, 2016

REFERENCIAS DE PÁGINAS WEB.[23] Abengoa Solar.

<http://www.abengoasolar.com/>

[24] Wikipedia

www.wikipedia.org

[25] Módulos Universitarios en Ciencia del Desarrollo Sostenible

www.desenvolupamentsostenible.org

[26] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo

www.minetad.gob.es

- [27] Solar for India. India May Defer Fines on \$1 Billion Solar Thermal Plants
<https://natgrp.wordpress.com/2013/05/11/india-may-defer-fines-on-1-billion-solar-thermal-plants/>
- [28] New Energy Update: CSP, Analysis for the renewable energy community.
<http://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/markets/dish-stirling-dubai>
- [29] Biblioteca de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
www.bibing.us.es
- [30] Digital Trends
<https://www.digitaltrends.com/cool-tech/dubai-solar-park-700mw/>
- [31] Desenchufados.net
<http://desenchufados.net/tecnologia-termica-solar-torre-de-concentracion/>
- [32] Eco News
<http://econews.com.au/45603/report-solar-to-become-cheapest-energy-source/>
- [33] Indiamart
<http://m.indiamart.com/proddetail.php?i=17632115297>
- [34] Novatec Solar
www.novatecsolar.com
- [35] U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information
www.osti.gov
- [36] Research Gate.
www.researchgate.net
- [37] Wolfram Alpha
<http://mathworld.wolfram.com/Hyperbola.html>
- [38] Espacio trigonométrico
<https://espaciotrigonometrico.wordpress.com/author/katherinmontoyacruz96/>
- [39] Las Matemáticas.eu
<http://lasmatematicas.eu/2017/08/27/la-hiperbola/>
- [40] School of Physics University of Sydney.
<http://www.physics.usyd.edu.au/app/research/solar/clfr.html>

[41] Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009. Greenpeace, SolarPACES y ESTELA.

http://www.aperca.org/temp/pdf/concentracion_2009.pdf

[42] Abener. Ingeniería y construcción para el desarrollo.

<http://www.abener.com/>

[43] TecnoBlogSanMartín

<https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2011/02/08/central-solar-mediante-cilindros-parabolicos/>

[44] National Renewable Energy Laboratory

https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=243

[45] Cristobal Villasante. Energías Renovables. IK4 Tekniker.

<http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/revision.html>

[46] Bibliografía *Parabolic-trough*

<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2015/11/16/132764>

[47] Economía digital

https://www.economiadigital.es/politica-y-sociedad/cuantos-coches-circulan-por-el-mundo_182150_102.html

[48] Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica

<https://www.imn.ac.cr/web/imn/inicio>